



**Rui Pedro do
Rosário Lopes**

PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS COM INCORPORAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

- Dissertação apresentada para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e Computadores realizada sob orientação científica da Doutora Dulce Helena Pereira Costa e co-orientação do Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires.

Júri

Presidente: Doutor José Henrique Querido Maia, EST Setúbal

Orientador: Doutora Dulce Helena Pereira Costa, EST Setúbal

Vogal: Doutor José Luís Estrelo Gomes de Sousa, EST Setúbal

Arguente: Doutor José Luís Estrelo Gomes de Sousa, EST Setúbal

NOVEMBRO, 2015

Às três meninas da minha vida...

Agradecimentos

À Professora Dulce costa e ao Professor Victor Pires, pela orientação, apoio, encorajamento, compreensão e paciência. Sem eles, a realização este trabalho não seria possível.

À minha família, por toda a compreensão e paciência nos momentos da minha ausência.

A todos os que contribuíram direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho,

Muito Obrigado.

Resumo

O desenvolvimento e proliferação de instalações de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável diretamente ligadas à rede de distribuição acentuou-se nas últimas décadas. A sua integração nas redes de distribuição radiais tem como consequência em situações particulares, nomeadamente em desequilíbrios entre a produção de energia e o consumo da mesma. O armazenamento da energia produzida em excesso, sendo um aspeto importante a ter em conta no planeamento e gestão das redes de distribuição, é uma solução bastante aceitável para resolver os desequilíbrios entre a produção e a procura. Uma vez que se pode acumular a energia elétrica num momento de menor consumo e injetá-la na rede em períodos de ponta, o armazenamento em baterias é uma solução interessante quer para a produção clássica quer para a produção não controlada com origem renovável.

Neste trabalho propõe-se um modelo matemático para a incorporação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição radiais. A formulação do problema é desenvolvida tendo como objetivos a minimização das perdas na rede e custos de instalação dos sistemas de armazenamento a colocar. Uma vez que as variáveis a minimizar apresentam um carácter conflituoso, a otimização deste problema apresenta-se como multiobjectivo. Assim, para a sua resolução, foi desenvolvido um algoritmo evolutivo do tipo multiobjectivo. A partir deste algoritmo foi possível traçar a fronteira de soluções não dominadas e caracterizar as soluções de compromisso com vista a facilitar a tomada de decisão

Palavras-chave: Redes de distribuição radiais, armazenamento de energia, baterias, Algoritmos Evolucionários Multiobjetivo, energias renováveis.

Abstract

The development and proliferation of power generation facilities from renewable energy sources that are directly connected to the distribution network has widened in recent decades. Their integration in radial distribution networks has resulted in particular situations like imbalances between energy production and consumption. The storage of excess energy produced, which is an important aspect to take into account in the planning and management of distribution networks, is a quite acceptable solution to resolve imbalances between production and demand. Using storage systems it is possible to accumulate electrical energy at a time of lower consumption and inject it into the network at peak times. Battery storage systems are an interesting solution for the classical production but also for the uncontrolled production based on renewable sources.

This work proposes a mathematical model for the incorporation of energy storage systems in radial distribution networks. The formulation of the problem is developed with the objective to minimize losses on the network and installation costs of storage systems. Once the variables to minimize have a conflicting character, this optimization problem can be considered as a multiobjective problem. Thus, in order to overcome this problem was developed a multiobjective evolutionary algorithm. From this algorithm was possible to obtain the non-dominated solutions and characterize the trade-offs in order to facilitate the decision making

Keywords: Radial distribution network, energy storage, Batteries, multiobjective evolutionary algorithm.

Índice

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract	viii
Índice.....	x
Lista de Figuras.....	xiii
Lista de Tabelas	xvi
Lista de Siglas e Acrónimos	xviii
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Organização e conteúdos.....	3
Capítulo 2.....	5
Sistemas de energia elétrica e fontes de produção renováveis	5
2.1. Sistemas de energia elétrica	5
<i>2.1.1. Classificação das redes elétricas.....</i>	<i>6</i>
<i>2.1.2. Valores por Unidade.....</i>	<i>7</i>
2.2. Principais Fontes Renováveis de produção de energia elétrica e tecnologias utilizadas 8	
<i>2.2.1. Energia Hídrica</i>	<i>9</i>
<i>2.2.2. Energia Eólica</i>	<i>10</i>
<i>2.2.3. Energia Solar.....</i>	<i>10</i>
Capítulo 3.....	13
Impacto nas redes de distribuição radiais de fontes e equipamentos de compensação	13
3.1. Os desafios do armazenamento da energia elétrica	14
<i>3.1.1. A importância do armazenamento nas políticas energéticas</i>	<i>14</i>
<i>3.1.2. Nível de integração dos sistemas dos sistemas de armazenamento na rede de distribuição</i>	<i>15</i>

3.1.3. Ponto de situação dos principais sistemas de armazenamento	16
3.1.4. Condicionantes ao desenvolvimento e implementação de sistemas de armazenamento	17
3.2. Controlo do sistema de energia com armazenamento.....	19
3.3. Tecnologias de conversão de energia	23
3.4. Conclusão	24
Capítulo 4	25
Instalação de equipamentos de armazenamento nas redes de distribuição	25
4.1. Os diversos sistemas de armazenamento.....	25
4.2. Equipamentos de armazenamento de energia eletroquímicos ...	27
4.2.1. Bateria de Níquel – Cádmio	29
4.2.2. Bateria de Hidreto metálico de Níquel.....	29
4.2.3. Bateria de Iões de Lítio	29
4.2.4. Bateria de Ácido-Chumbo	30
4.3. Caracterização de uma rede com topologia radial	30
4.3.1. Trânsito de potência na rede radial	31
4.3.2. Cálculo do trânsito de potência	34
4.4. Conclusão	37
Capítulo 5	39
Otimização multiobjetivo para o planeamento de redes de distribuição com equipamentos de armazenamento.....	39
5.1. Introdução	39
5.2. Formulação da optimização multiobjetivo	41
5.3. A formulação do problema em redes de distribuição radial.....	42
5.3.1. Funções objetivo deste trabalho.....	42
5.3.2. Restrições	44
5.4. Conceito de dominância e Fronteira ótima de Pareto	45
5.4.1. Determinação das frentes não dominadas	46
5.5. Algoritmos Genéticos.....	48
5.5.1. Non-Dominated Sorting Generic Algorithm (NGSA II)	52
5.6. Conclusão	55
Capítulo 6	57
Casos de estudo	57

6.1. Introdução.....	57
6.2. Característica do diagrama de carga e sistema de armazenamento ...	58
6.3. Rede de teste IEEE de 69 barramentos	60
6.4. Rede Portuguesa de 94 barramentos	75
6.5. Conclusão.....	92
Capítulo 7	95
Conclusões e Trabalho Futuro	95
7.1. Conclusões	95
7.2. Trabalhos Futuros.....	97
Bibliografia	98
Anexo I	1
Dados das redes em estudo.....	1

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Esquema convencional duma rede elétrica com topologia radial.....	7
Figura 3.1 – Integração de sistemas de armazenamento [4]	16
Figura 3.2 – Integração do sistema de armazenamento com baterias [21].....	19
Figura 3.3 – Diagrama de carga genérico sem sistema de armazenamento [21]	20
Figura 3.4 – Diagrama de carga com e sem sistema de armazenamento com baterias [21].....	21
Figura 3.5 – Diagrama de carga a potência constante [21]	22
Figura 3.6 – Conversor DC/AC bidirecional – topologia standard.....	24
Figura 4.1 – Esquema de funcionamento de uma bateria recarregável [9].....	28
Figura 4.2 – Exemplo de rede de distribuição com topologia radial.....	31
Figura 4.3 – Rede Radial exemplo.....	32
Figura 4.4 – Rede exemplo para o cálculo de trânsito de potência	36
Figura 5.1 – Conceito de dominância	46
Figura 5.2 – Exemplo de ordenação de frentes não dominadas.....	47
Figura 5.3 – Fronteira ótima de Pareto para as funções f_1 e f_2 [13]	47
Figura 5.4 – Exemplo de recombinação ou cruzamento	51
Figura 5.5 – Exemplo de mutação aplicada ao Descendente D_1	51
Figura 5.6 – Fluxograma geral do NSGA II [15]	53
Figura 5.7 – Determinação da nova população P_{t+1} [16].....	54
Figura 5.8 – Cálculo da distância de multidão do NGSA II [17]	54
Figura 6.1 – Diagrama de Carga diário.....	59
Figura 6.2 - Rede de teste IEEE de 69 barramentos [19]	61
Figura 6.3 – Perfis de tensão nas situações de Ponta, Cheio e vazio	61
Figura 6.4 – Frente de Pareto obtida com o NGSAll para a rede de 69 barramentos.....	62
Figura 6.5 – Rede de 69 barramentos com a localização das baterias para a solução de menores perdas-Solução 28.....	66
Figura 6.6 – Rede de 69 barramentos com a localização das baterias	

para a solução de menor Custo–Solução 36.....	66
Figura 6.7 – Rede de 69 barramentos com a localização das baterias para uma solução intermédia – Solução 22	67
Figura 6.8 - Comparação dos perfis de tensões na situação de Ponta	67
Figura 6.9 – Custo da Energia absorvida pela rede na situação de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos	70
Figura 6.10 – Perdas nas linhas associadas às situações de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos.....	71
Figura 6.11 – Potência absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos	72
Figura 6.12 – Energia absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos	73
Figura 6.13 - Rede Portuguesa de 94 barramentos [1]	75
Figura 6.14 - Perfis de tensão nas situações de Ponta, Cheio e Vazio	76
Figura 6.15 – Frente de Pareto obtida com o NGSA-II para a rede de 94 barramentos	77
Figura 6.16 – Rede de 94 barramentos com a localização das baterias para a solução de menores perdas-Solução 1	83
Figura 6.17 – Rede de 94 barramentos com a localização das baterias para a solução de menor Custo–Solução 2.....	83
Figura 6.18 – Rede de 94 barramentos com a localização das baterias para uma solução intermédia–Solução 60	84
Figura 6.19 – Comparação dos perfis de tensões na situação de Ponta	85
Figura 6.20 – Custo da Energia associada na situação de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos.....	88
Figura 6.21 – Perdas nas linhas associadas às situações de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos.....	89
Figura 6.22 – Potência absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos	90
Figura 6.23 – Energia absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos	91

Lista de Tabelas

Tabela 6.1 – Escalões das baterias [22]	60
Tabela 6.2 – Custo da Energia Ativa.....	60
Tabela 6.3 – Caracterização das soluções não dominadas: barramentos com baterias.....	63
Tabela 6.4 - Atribuição de escalões, Perdas e Custos às soluções não dominadas.....	64
Tabela 6.5 – Caracterização da solução 28 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo	65
Tabela 6.6 – Caracterização da solução 36 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo	65
Tabela 6.7 – Caracterização da solução 22 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo	65
Tabela 6.8 - Resultados obtidos associados às soluções não dominadas.....	69
Tabela 6.9 – Resultados obtidos sem Baterias	70
Tabela 6.10 – Caracterização das soluções não dominadas: barramentos com baterias.....	78
Tabela 6.11 – Atribuição de escalões, Perdas e Custos às soluções não dominadas.....	80
Tabela 6.12 – Caracterização da solução 1 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo	82
Tabela 6.13 – Caracterização da solução 2 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo	82
Tabela 6.14 – Caracterização da solução 60 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo	82
Tabela 6.15 - Resultados obtidos associados às soluções não dominadas.....	86
Tabela 6.16 – Resultados obtidos sem armazenamento	87

Lista de Siglas e Acrónimos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
I_j	Corrente no barramento j
I_{ij}	Corrente transitada entre o barramento i e o barramento j
kg	Kilograma
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
p.u.	Por Unidade
SEE	Sistema de Energia Elétrica
S_c	Potência Aparente de Carga
S_j	Potencia Aparente no barramento j
UPS	Uninterruptible power supply
V_1	Tensão no barramento 1
V_{base}	Tensão de base
V_j	Tensão no barramento j
$V_{s/s}$	Tensão na subestação
Hz	Hertz
W	Watt
Wh	Watt*hora
Z_{ij}	Impedância de linha barramento i e o barramento j

Lista de Símbolos

δ	Ângulo de Tensão
ε	Diferença de resultados no método iterativo
Δt	Intervalo de tempo
Ω	Unidade de Impedância

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivação

A crescente procura de energia elétrica e a necessidade de a transportar até pontos distantes do local de produção, deu origem a redes elétricas cada vez mais complexas. Simultaneamente, a energia elétrica tornou-se num bem essencial para o desenvolvimento industrial e económico de cada nação. No entanto, ao mesmo tempo que toda a população se torna cada vez mais dependente da energia elétrica, surgem também problemas ambientais criados pela geração dessa mesma energia. O principal problema criado pela produção de eletricidade é a utilização de combustíveis fósseis em centrais termoelétricas. Uma central termoelétrica consiste numa instalação fabril para a produção de energia elétrica. A energia elétrica é obtida à custa da queima de combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos (carvão, petróleo, naftas, gás natural). Estes combustíveis, que são fontes de energia primária não renovável, são queimados e o calor libertado é transferido para a água, aquece-a. Esta transforma-se em vapor, que por sua vez é comprimido e utilizado para acionar as pás das turbinas, que associadas a geradores produzem a energia elétrica. Sendo a fonte de energia utilizada neste tipo de central uma fonte não renovável, o seu uso depende das reservas naturais de combustíveis existentes no mundo. Diariamente, são queimados em todo o mundo milhares de toneladas de carvão. Para além do calor utilizado no processo os produtos resultantes da combustão, dióxido de carbono, dióxido e trióxido de enxofre e grandes quantidades de poeiras, são lançados para a atmosfera. Entretanto, foram tomadas medidas para minorar os efeitos deste tipo de centrais e atualmente as chaminés destas centrais são altas e já dispõem de filtros adequados que retêm parte considerável das partículas sólidas em suspensão. Por outro lado, a altura das chaminés evita a poluição da camada mais baixa da atmosfera, mas faz com que as emissões gasosas sejam lançadas para a alta atmosfera, contribuindo para o efeito de estufa.

Se se considerar a insustentabilidade destas fontes de energia e a poluição resultante da sua utilização, percebe-se que é urgente diminuir drasticamente a produção de energia elétrica com recurso a combustíveis fósseis.

As fontes de energia renovável são, possivelmente, a única resposta ao desafio de produzir energia elétrica de forma sustentável e economicamente viável a médio e longo prazo.

Se a utilização de fontes de energias renováveis surge como uma solução para minimizar os efeitos nocivos que a produção convencional de energia elétrica tem sobre o meio ambiente, simultaneamente também aparecem problemas relacionados com a gestão da produção e integração das designadas “energias limpas” nas redes de distribuição.

As fontes de energia renovável não produzem eletricidade de forma controlada, i.e., não produzem apenas na altura em que há solicitação por parte das cargas. Dificilmente se consegue controlar a sua produção, e até é complicado prever a existência da sua disponibilidade. Assim sendo, a produção de energia em excesso é uma possibilidade a ter em conta e existe interesse em armazená-la para ser utilizada quando for solicitada.

1.2. Objetivos

Neste trabalho pretende-se desenvolver uma ferramenta que possibilite melhorar a utilização da energia elétrica gerada com auxílio de fontes de energia renovável, em redes de distribuição, com recurso a armazenamento de energia. Tem-se como objetivo, diminuir as perdas e os custos para a entidade que fornece o serviço energético.

Pretende-se encontrar os melhores locais na rede para instalar baterias que armazenem energia elétrica no período de vazio e forneçam a energia armazenada no período de ponta, tendo em consideração os objetivos referidos. Esta solução proporciona, além da redução de custos e perdas, uma melhoria no perfil de tensões dos barramentos.

Uma vez que no problema em estudo existe mais do que um objetivo a otimizar, utilizou-se o algoritmo evolucionário NSGA-II para encontrar as melhores soluções de compromisso.

1.3. Organização e conteúdos

Esta dissertação está organizada em seis capítulos distintos, onde se descreve a evolução deste trabalho:

- Capítulo 1: Neste capítulo é feita uma introdução ao trabalho, descrevendo-se os objetivos do mesmo.
- Capítulo 2: Neste capítulo é feita uma breve introdução aos sistemas de energia elétrica, dando-se especial atenção topologia radial. Será feita também uma breve abordagem às fontes renováveis de produção de energia.
- Capítulo 3: Neste capítulo será estudado o impacto que as fontes e equipamentos de compensação podem ter na rede;
- Capítulo 4: Neste capítulo aborda-se os vários sistemas de armazenamento, dando-se maior atenção às baterias;
- Capítulo 5: Neste capítulo é desenvolvido o tema da otimização multiobjetivo para o planeamento de redes de distribuição com equipamentos de armazenamento. São abordados os conceitos de dominância, fronteira ótima de Pareto e os algoritmos genéticos, nomeadamente o NSGA II.
- Capítulo 6: Neste capítulo são apresentadas as características do diagrama de carga diário e do sistema de armazenamento. São também apresentados os casos de estudo;
- Capítulo 7: Neste capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho e enunciadas propostas de melhoria em trabalhos futuros.

Capítulo 2

Sistemas de energia elétrica e fontes de produção renováveis

2.1. Sistemas de energia elétrica

Num Sistema de energia elétrica (SEE) pretende-se fazer chegar ao consumidor a energia que este necessite em cada momento, dentro dos padrões de qualidade exigidos por lei, respeitando normas de segurança e ambientais, ao menor custo para as entidades que fornecem o serviço. É com estes objectivos de carácter geral que habitualmente se desenvolvem ferramentas que apoiam decisões de planeamento e operação destes sistemas [1] .

Por razões técnicas e económicas, nomeadamente a disponibilidade do recurso energético primário e restrições na sua localização, geralmente os grandes centros produtores de energia elétrica não estão localizados na proximidade dos consumidores. Para se estabelecer a ligação são necessárias redes de transporte e distribuição, na maior parte dos casos com vários níveis de tensão.

Os ramos de uma rede de energia elétrica são constituídos por linhas e transformadores, que se ligam entre barramentos. Estes constituem os nós da rede, aos quais se ligam os geradores e as cargas. Os transformadores, a aparelhagem de manobra tal como disjuntores e seccionadores estão localizados em subestações ou postos de transformação.

O SEE funciona continuamente, desempenhando uma função vital para a sociedade que, por sua vez, está altamente dependente da energia elétrica para a satisfação das suas necessidades nos domínios económico e social [2] .

2.1.1. Classificação das redes elétricas

Entre os diferentes critérios possíveis de classificação das redes elétricas, apresentam-se os três mais relevantes: nível de tensão, função e topologia.

Nível de tensão: Numa rede elétrica, a tensão nominal pode variar desde poucas centenas de volt até aos vários milhares de volt, mediante o contexto da geração, transporte e distribuição. Assim sendo considera-se Baixa tensão (BT) até aos 1000V; Média tensão (MT) entre 1 kV e 45kV; Alta tensão (AT) entre 45kV e 110kV e Muito Alta Tensão (MAT) acima dos 110kV.

Função: A função, tal como o próprio nome diz refere-se á função que o sistema deve assegurar, ou seja, se estamos a considerar uma rede de distribuição, uma rede de transporte, ou uma rede de interligação.

Topologia: A estrutura topológica das redes elétricas de um SEE está associada a um aspeto de extrema importância que é a fiabilidade. No entanto, muitas vezes a elevada fiabilidade também tem custos elevados e por isso tem de se estabelecer um compromisso entre esses custos e os benefícios conseguidos. As topologias mais comuns são as redes radiais, redes malhadas e redes malhadas com exploração radial.

No caso deste trabalho serão objeto de estudo as redes radiais. Estas redes são constituídas a partir de um ponto de alimentação, por linhas elétricas que se vão ramificando sem nunca se encontrarem num ponto comum. Correspondem à menor fiabilidade mas também ao menor custo e portanto são tipicamente utilizadas na distribuição. No caso de não existir produção de energia entre o alimentador e a(s) carga(s) o sentido do trânsito de energia será do ponto de alimentação para a(s) carga(s) [2] .

A Figura 2.1 representa uma rede de distribuição radial sem qualquer redundância e o respetivo trânsito de energia flui desde o ponto A (geração) até aos pontos E e F.

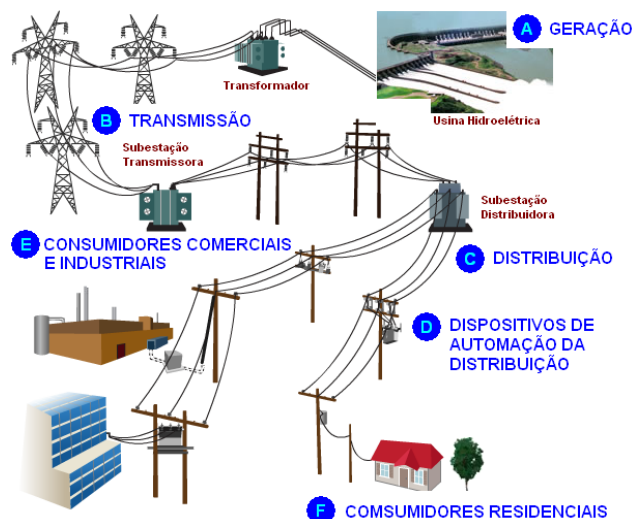


Figura 2.1 – Esquema convencional duma rede elétrica com topologia radial.

2.1.2. Valores por Unidade

Na análise dos Sistemas de Energia Elétrica, em vez de se quantificar as grandezas elétricas (impedâncias, correntes, tensões e potências), é preferível exprimi-las como frações (valores por unidade – p.u.) de valores de referência (designados por valores de base), tais como valores nominais. O sistema "por unidade", sistema p.u., consiste na definição de valores de base para as grandezas referidas (tensão, corrente, potência, impedância), seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes (expressas no Sistema de Unidades Internacional) pelas suas relações com os valores de base pré-definidos. Para uma grandeza G o valor em p.u. numa base G_b obtém-se então através da expressão:

$$G_{pu} = \text{Valor p.u.} = \frac{G}{G_b} = \frac{\text{Valor da grandeza}}{\text{Valor de base}} \quad (2.1)$$

Depois de realizados todos os cálculos em p.u., os resultados serão convertidos novamente nas unidades do Sistema Internacional através da expressão:

$$G = G_{pu} \times G_b \quad (2. 2)$$

Como exemplo, para uma tensão de 60kV num determinado barramento, escolhe-se um valor de base de 60kV e assim o novo valor por unidade para a referida tensão será 1p.u.

Os cálculos serão realizados no sistema p.u., e os resultados finais novamente convertidos para o S.I. através de $G=G_{pu} \times G_b$, ou seja, multiplicando o valor em p.u. pelo valor da base.

2.2. Principais Fontes Renováveis de produção de energia elétrica e tecnologias utilizadas

As fontes de energia renovável derivam de forma direta ou indireta do potencial solar e têm a particularidade de serem as mais antigas utilizadas pela Humanidade. A energia solar, seja na forma direta de radiação solar, quer em formas indiretas, como a bioenergia ou o vento, foi a fonte de energia na qual as sociedades primitivas se basearam para sobreviver na Terra. A bioenergia, na qual se inclui a biomassa, era usada por exemplo na queima de lenha para obter calor. O vento era usado para a propulsão de barcos e para mover moinhos de vento e a água era usada para mover moinhos de água [3] .

Com a revolução industrial iniciada no século XVIII, ocorreram grandes desenvolvimentos e grandes alterações nos processos industriais, sendo o carvão, nessa época, a principal fonte de energia. Ao carvão juntou-se o petróleo e depois o gás natural. Estas três fontes de energia têm sido utilizadas em larga escala de modo a satisfazer os consumos energéticos crescentes ao nível das necessidades de calor energia elétrica e de combustíveis para os transportes. No final da década de 70, período de maior crise petrolífera, a energia elétrica produzida a partir de combustíveis fósseis passou a ser mais cara., Ganhou-se também uma maior consciência do possível fim dos mesmos e aumentaram as preocupações relativas aos efeitos ambientais nocivos resultantes da sua combustão [3] .

Está cada vez mais em causa a sustentabilidade dos combustíveis fósseis, e por esse motivo o interesse pelas fontes de energia renovável tem-se intensificado. Idealmente, uma fonte de energia sustentável é aquela que não é substancialmente comprometida pelo seu uso continuado, não emite gases poluentes em quantidades significativas nem origina outros problemas ambientais no meio envolvente. É neste contexto de sustentabilidade que se enquadram as fontes de energia renováveis: são quase inesgotáveis e praticamente não emitem gases nocivos ou outros poluentes para o meio ambiente [3] .

Existem várias tecnologias que podem disponibilizar serviços de energia na forma de eletricidade, aquecimento, frio e soluções de transporte de maneira sustentável, recorrendo a fontes de energia eólica, hídrica, solar, oceânica, geotérmica e bioenergia. Das tecnologias associadas às energias renováveis disponíveis, existem vários níveis de maturidade tecnológica e comercial sendo as mais relevantes as tecnologias hídrica, eólica e solar [3] .

2.2.1. Energia Hídrica

Nos aproveitamentos hidroelétricos aproveita-se o desnível no leito de um rio de modo a ser possível converter a energia potencial associada em energia cinética, que em conjunto com o caudal do rio possibilita a transformação em energia mecânica ao fazer passar a água pela turbina hidráulica. Um gerador elétrico associado à turbina hidráulica converte a energia mecânica em energia elétrica. Normalmente, são também construídas albufeiras onde a água pode ser armazenada para ser utilizada em momentos mais convenientes. Em alguns casos, estes aproveitamentos estão equipados com um sistema de bombagem. Este sistema permite bombear a água para a albufeira em períodos de menor consumo, de modo a ser possível passar a água novamente pelas turbinas hidráulicas em períodos de ponta.

2.2.2. Energia Eólica

A conversão da energia eólica em energia elétrica é efetuada em equipamentos designados por geradores eólicos, ou aerogeradores. Geralmente o rotor é composto por três pás que rodam conforme a incidência do vento. Desta forma, através da ação do vento, obtém-se energia mecânica que por sua vez é transmitida ao gerador elétrico.

Estes geradores são na sua maioria instalados em terra, em zonas com potencial eólico adequado, embora tenha vindo a aumentar a instalação de geradores eólicos no mar devido evolução e desenvolvimento de tecnologias de fundações marítimas [3] .

2.2.3. Energia Solar

Os aproveitamentos solares são feitos para obter energia elétrica e também energia térmica. No caso da conversão para energia elétrica utilizam-se os painéis fotovoltaicos. Este tipo de painéis poderá ser constituído por um material semicondutor designado por silício, que por sua vez, após a adição de substâncias dopantes, tem a capacidade de libertar eletrões quando exposto à radiação solar. O movimento orientado destes eletrões proporciona o estabelecimento de uma corrente elétrica contínua, sem recurso a sistemas convencionais constituídos por grupos turbina-gerador. Para se efetuar a ligação à rede elétrica, estes sistemas necessitam de um inversor DC/AC, de modo a converter a tensão contínua gerada, numa tensão alternada que possa ser injetada na rede.

Nas redes de distribuição de energia elétrica, os equipamentos mais comuns de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável são os aerogeradores e os painéis fotovoltaicos. A integração na rede elétrica da energia produzida por estes equipamentos, é condicionada pelo meio em que estão instalados e pelas características de funcionamento dos mesmos, que por sua vez são condicionados tanto pelas condições da natureza (existência de vento e sol) como pela sua localização e orientação.

No caso da energia eólica, uma das restrições é a sua intermitência, ou seja, nem sempre o vento sopra quando o recurso é necessário e quando sopra, nem sempre é à velocidade pretendida, tornando difícil a integração da sua produção no programa de exploração [3] .

Neste caso, a instalação de um sistema de armazenamento de energia (baterias, por exemplo) poderá ser bastante útil, pois é dada a possibilidade de armazenar a energia elétrica produzida em excesso ou em alturas em que não é necessária. Esta poderá ser utilizada em momentos em que a produção seja inferior à procura. A título de exemplo pode-se considerar a existência de bastante vento num período de vazio, em que poderá haver produção excessiva de energia elétrica, e a sua utilização em horas de ponta, num momento em que não há vento mas há necessidade de fornecer energia elétrica à rede.

No caso da energia solar e em aplicações ligadas à rede de energia elétrica, o painel fotovoltaico entrega à rede a máxima potência que, em cada instante, pode produzir. Entre o módulo e a rede existem equipamentos de regulação e interface que otimizam as condições de geração e as adaptam às condições de receção impostas pela rede [3] . Também neste caso existe uma intermitência na produção, uma vez que a produção à potência máxima depende essencialmente da temperatura ambiente e do nível de radiação solar, além da óbvia ausência de produção no período noturno.

Tal como já foi referido, um dos inconvenientes do aproveitamento eólico para a produção de energia elétrica é a intermitência do vento. Uma condição necessária para o aproveitamento da energia contida no vento é a existência de um fluxo permanente e razoavelmente forte de vento [3] . No entanto, esta condição está mais presente ao fim do dia, verificando-se a existência de ventos mais fortes à noite sendo este o período de maior produção de energia elétrica a partir desta fonte renovável.

Verifica-se assim que existe maior produção de energia quando a mesma não é tão necessária, e portanto temos um problema relacionado com excesso de produção. Para contornar esse excesso de produção, recorre-se muitas vezes às centrais hidroelétricas equipadas com sistemas de bombagem. Estas armazenam novamente na albufeira parte da água que passou pelas turbinas durante o dia, enquanto consomem o excesso de produção de eletricidade dos aerogeradores em período de vazio. No entanto em anos de muita chuva, em que as barragens estão cheias, este procedimento não é viável, sendo necessário recorrer a outras formas de armazenamento dessa energia.

Capítulo 3

Impacto nas redes de distribuição radiais de fontes e equipamentos de compensação

Quando se considera a integração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis e sistemas de armazenamento nas redes de distribuição radiais, há dois aspetos a ter em conta: o tipo de fontes a utilizar e as tensões por elas produzidas. Uma rede de distribuição radial está, normalmente, associada à média tensão, com uma frequência de 50Hz e portanto as tensões geradas devem ser integradas com características idênticas. As fontes de energia eólica e as mini-hídricas possuem geradores capazes de gerar tensões com a frequência pretendida, mas o nível de tensão é um pouco mais baixo, sendo necessário elevar o mesmo numa subestação para se proceder à sua interligação à rede.

O caso das centrais fotovoltaicas, tal como os sistemas de armazenamento, é um pouco mais complexo, pois estas geram tensões contínuas não compatíveis com as tensões existentes numa rede elétrica de média tensão. Para contornar esta limitação, recorre-se a inversores cuja função é converter tensões contínuas em tensões alternadas à frequência pretendida. Nos sistemas de armazenamento, além do necessário conversor DC/AC ou inversor, é ainda necessária a instalação de um conversor AC/DC ou retificador, de modo a que às baterias seja aplicada uma tensão contínua quando estão a ser carregadas. Assim, numa rede de distribuição radial com sistema de armazenamento, existe sempre uma dupla conversão da energia elétrica, quer seja na situação de carga, quer seja na descarga das baterias.

É ainda importante referir a necessidade da instalação de dispositivos que controlem a carga e/ou descarga das baterias dado que, se o objetivo for a compensação da ponta, é necessário iniciar o fornecimento da energia armazenada no momento em que esta seja necessária.

3.1. Os desafios do armazenamento da energia elétrica

Um dos desafios que a União Europeia enfrenta, é a redução drástica das emissões de gases com efeito de estufa com o objetivo de travar as alterações climáticas. O armazenamento tem aqui um papel fundamental, uma vez que a utilização de geração de origem renovável não coincide, na maioria dos casos, com as necessidades imediatas de consumo. Face a isto, armazenar energia elétrica possibilita a utilização desta quando é conveniente, contornando o problema da intermitência das fontes renováveis e proporcionando também maior estabilidade à rede. Deste modo, facilita-se a integração das energias renováveis no mercado, uma vez que uma injeção de energia devidamente controlada na rede de distribuição contribui para uma redução das variações de frequência e de tensão (sobretensões ou cavas de tensão). Existe ainda uma contribuição para a estabilidade dos preços da energia [4] .

3.1.1. A importância do armazenamento nas políticas energéticas

Como já se referiu, a produção de energia renovável está muito condicionada pelas fontes de energia utilizadas, sol e vento. O condicionamento da procura também não evita na totalidade que existam picos de consumo, que quase nunca ocorrem nos picos de produção renovável.

Se a percentagem de energia produzida por fontes renováveis não exceder 15/20% do consumo global, os operadores de rede estão preparados para responder de forma adequada sem que isto afete grandemente o funcionamento da rede. No entanto, no caso de esta parcela exceder 25% do consumo global, é necessário, existir um controlo centralizado destas fontes, ou reduzir o número de geradores em funcionamento de modo a evitar fenómenos transitórios na rede de distribuição, tais como sobretensões e alterações de frequência [4] .

O armazenamento da energia produzida em excesso é uma solução quando a quebra de consumo não acontece em simultâneo com a quebra da produção. Também é uma boa solução quando existem picos de consumo e quando o preço da energia é mais elevado [4] .

3.1.2. Nível de integração dos sistemas dos sistemas de armazenamento na rede de distribuição

O armazenamento de energia pode ser integrado no sistema de energia elétrica em diferentes níveis e com objetivos diferentes:

- Geração: equilibrar a rede utilizando a potência em reserva;
- Transmissão: Controlo de frequência;
- Distribuição: Controlo de tensão e capacidade da rede (potência máxima)
- Consumidor: Picos de tensão custos de gestão

Os diferentes níveis considerados no armazenamento no sistema de energia elétrica envolvem diferentes partes interessadas e têm impactos distintos no serviço a fornecer [4] .

A Figura 3.1 mostra em que níveis a que se pode efetuar armazenamento de energia na rede elétrica, em que G significa a geração a partir das fontes convencionais em alta tensão. Nesta figura é representada a integração na rede, em alta tensão, dos grandes parques eólicos e fotovoltaicos, com armazenamento de energia elétrica e térmica no caso dos fotovoltaicos. A rede de distribuição radial, em média tensão, está a jusante da rede de transmissão e nela estão ligados os consumidores, que por sua vez têm associados sistemas de armazenamento de energia térmica e elétrica. Nesta figura é também representada a integração de sistemas de armazenamento de energia elétrica nas redes radiais, abordada neste trabalho [5] .

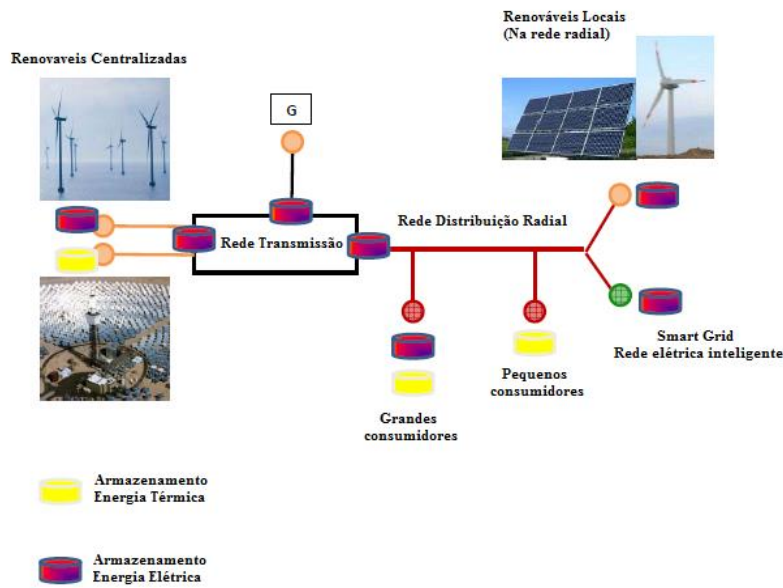


Figura 3.1 – Integração de sistemas de armazenamento [4]

3.1.3. Ponto de situação dos principais sistemas de armazenamento

De acordo com a Figura 3.1, os sistemas de armazenamento podem ser instalados em vários locais da rede elétrica, quer na transmissão quer na distribuição. Deste modo, dependendo do local escolhido, estes sistemas podem ser considerados de grande, média e pequena dimensão.

É, no entanto, ainda necessário algum trabalho de investigação, quer para encontrar novas tecnologias de armazenamento, quer para desenvolver as tecnologias já existentes, que embora já conhecidas, nem todas têm atualmente uma utilização comercial. Os atuais sistemas de armazenamento de acordo com a potência são as seguintes:

- Armazenamento de grande dimensão [GW]:
 - Sistemas de armazenamento térmico e de bombagem;
 - Sistemas de ar comprimido;
 - Armazenamento químico (utilizando hidrogénio);

- Armazenamento de média dimensão [MW]:
 - Supercondensadores, volantes de inércia;
 - Baterias (Chumbo-Ácido, íões de lítio);
 - Armazenamento químico (utilizando hidrogénio);
 - Armazenamento hidroelétrico com bombagem.
- Armazenamento de pequena dimensão [kW]:
 - Supercondensadores, volantes de inércia;
 - Baterias (Chumbo - Ácido, íões de lítio);

As necessidades de energia armazenada e a acessibilidade à mesma estão em mudança, e as tecnologias já estudadas e em desenvolvimento darão a resposta a essas necessidades. A capacidade de armazenamento, além da tecnologia a utilizar, depende também do reservatório utilizado para o efeito. Estes dois fatores determinam o tempo em que a energia armazenada está disponível [5] .

3.1.4. Condicionantes ao desenvolvimento e implementação de sistemas de armazenamento

Os principais desafios para a implementação de sistemas de armazenamento são: a nível tecnológico, ao nível de mercado, ao nível de regulamentação e a nível estratégico.

Ao nível tecnológico, os desafios consistem em aumentar a capacidade e eficiência das tecnologias já existentes, desenvolver novas tecnologias para aplicações locais (consumidor) e para aplicações centralizadas e descentralizadas.

Ao nível de mercado e regulamentação, os desafios consistem na criação no mercado de energia dos sinais apropriados de modo a que haja um incentivo à criação de sistemas de armazenamento e prestação de serviços relacionados com armazenamento de energia. À semelhança do que existe entre os países nórdicos, assim como entre a Alemanha e Áustria, um dos desafios será a criação de um mercado energético a nível Europeu e proporcionar equilíbrio aos mercados já existentes.

Em termos de estratégia, há que desenvolver uma abordagem sistemática ao armazenamento, de modo a interligar os aspectos técnicos, regulamentares, de mercado e políticos.

O principal desafio para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento é no entanto, económico [5] .

A realidade económica de cada negócio referente a sistemas de armazenamento, varia de caso para caso, dependendo, entre outros aspectos, do local onde o armazenamento é necessário. Os benefícios para os consumidores e operadores de rede estão relacionados com a questão da localização do sistema de armazenamento. No entanto, existem incertezas que afetam a avaliação de um sistema de armazenamento [5] , tais como:

- A existência de sistemas de armazenamento com compensação é uma questão fundamental quando uma das partes interessadas pertencem ao mercado regulado e a outra parte pertence ao mercado liberalizado, como por exemplo produtores e consumidores;
- O potencial para o desenvolvimento de modelos de negócio novos e inovadores.
- A posse dos futuros sistemas de armazenamento independentemente da sua localização.

Outra questão, é o custo total do sistema de armazenamento. Uma única solução poderá não ser a solução ótima em custo, sendo necessário considerar um conjunto de soluções adaptadas à arquitetura de cada rede e a cada região em que a mesma está implantada.

Outros desafios presentes no desenvolvimento de sistemas de armazenamento, são a sua contribuição para a redução nas emissões de CO₂, a aceitação pública de cabos, o acesso à rede de distribuição para se proceder à sua integração e as prioridades de investimento. Se estas prioridades forem devidamente tratadas, o tratamento da energia elétrica armazenada poderá ser consideravelmente melhorado [5] .

3.2. Controle do sistema de energia com armazenamento

Tal como já foi referido, tem havido um encorajamento na utilização de sistemas de armazenamento de energia nas redes de distribuição e a utilização de baterias para o efeito já começa a ser considerada como uma solução aceitável. Os sistemas de energia com armazenamento utilizando baterias como tecnologia, permitem uma interface extremamente rápida entre a rede de distribuição e o sistema de armazenamento. Estes sistemas estão disponíveis 24h por dia e têm a capacidade de completar vários ciclos de carga/descarga e em cada ciclo dar resposta às solicitações de potência e às variações de tensões. A Figura 3.2 ilustra um exemplo de instalação de baterias num dos barramentos de uma rede de distribuição radial. Entre as baterias e os respetivos barramentos deverá ser instalado um conversor capaz de converter tensões contínuas em alternadas e vice-versa.

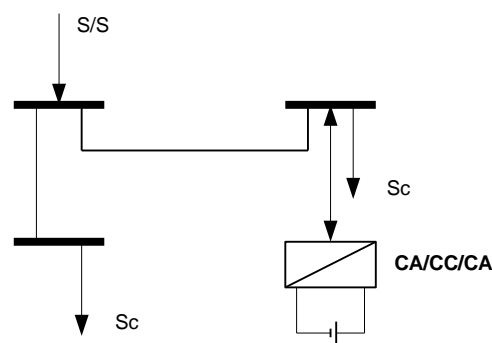


Figura 3.2 – Integração do sistema de armazenamento com baterias [21]

Atualmente, ocorrem diariamente dois picos de consumo, um durante a manhã e outro ao início da noite, quando são ligadas várias cargas em simultâneo. Estes episódios de grande consumo num curto intervalo de tempo, quando comparado com o número de horas do dia, originam um aumento considerável nas perdas nas linhas de transmissão, torna a rede mais vulnerável a eventuais defeitos e apresentam um fornecimento de energia ao consumidor com menor qualidade [6]. A Figura 3.3 ilustra um diagrama de carga genérico de uma rede onde não se considera qualquer sistema de armazenamento. No diagrama representado, é possível observar os períodos de vazio, ponta e cheio, e a duração dos mesmos ao longo do dia. É de referir que a potência no período de ponta é bastante superior ao valor da potência de vazio, embora tenha uma duração bastante inferior ao dos restantes períodos.

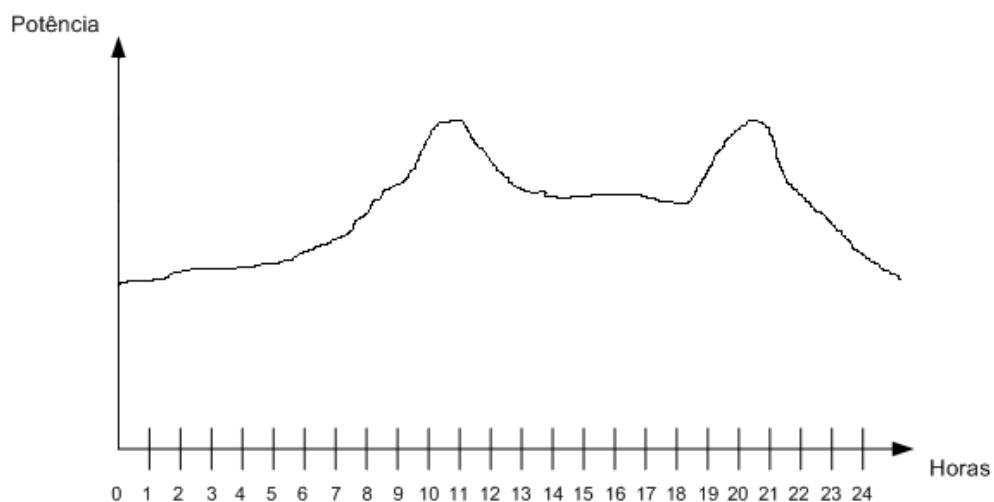


Figura 3.3 – Diagrama de carga genérico sem sistema de armazenamento [21] .

A Figura 3.4 ilustra os diagramas de carga com e sem a integração do sistema de armazenamento. Assim sendo, na linha a preto observa-se a evolução da potência entregue à rede de distribuição sem qualquer dispositivo de armazenamento e na linha a vermelho é representada a mesma evolução considerando baterias de armazenamento. Existe assim uma alteração nos períodos da ponta e do vazio, ficando o período de horas cheias inalterado. Esta modificação consiste na redução da potência absorvida nos períodos de ponta e no aumento da mesma nos períodos de vazio. Isto acontece porque no período de vazio, as baterias estão a ser carregadas e sendo uma carga adicional no sistema, que antes da sua integração não existia, a mesma contribui para o aumento da potência absorvida pela rede. É de referir que, por se tratar de um período de vazio, esta carga adicional, está a armazenar energia a um custo inferior ao praticado nos restantes períodos do dia. No período da ponta, a redução da potência absorvida pela rede acontece devido à colocação em descarga das baterias cuja energia foi armazenada no período de vazio. Deste modo, na altura em que a energia elétrica é mais cara injeta-se na rede a energia que tinha sido armazenada a um custo inferior no período de vazio, e muitas vezes em resultado da produção renovável em excesso.

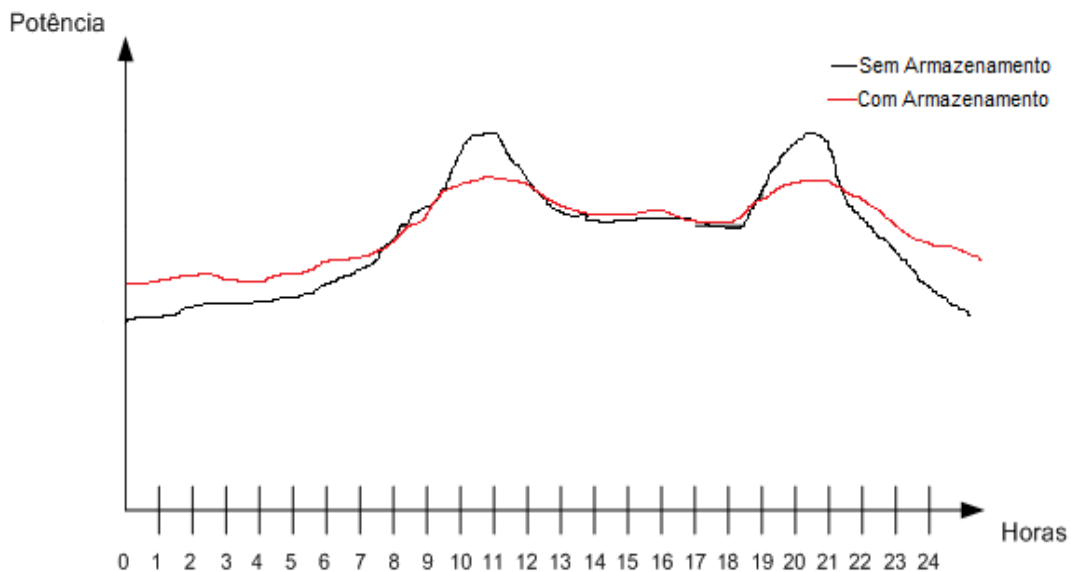


Figura 3.4 – Diagrama de carga com e sem sistema de armazenamento com baterias [21] .

Com esta alteração nos diagramas de carga, as redes de distribuição aumentam a sua capacidade de resposta a solicitações de potência imprevistas, tornando-se também menos vulneráveis a eventuais defeitos. Relativamente a custos, a redução de potência no período de ponta, evita a compra de energia a preço mais elevado, devido a parte do fornecimento ser feito a partir de baterias. Existe assim uma redução anual de custos considerável. Com a colocação de baterias em carga no período de vazio, a solicitação de potência à rede aumenta, aumentando também ligeiramente o nível tensão nos barramentos. Assim sendo, existe uma melhoria no perfil de tensões na rede, ao mesmo tempo que se armazena a energia em excesso produzida nas centrais eólicas. Consegue-se assim um aumento da capacidade do sistema e obter ganhos com as diferenças nos tarifários.

O dimensionamento ótimo de um sistema de armazenamento de energia é condicionado à aplicação de um valor de referência para a potência absorvida pela rede, denominada por P_{ref} , que na prática é equivalente ao valor de potência de ponta que se obtém com a descarga das baterias nesse período. A Figura 3.5 representa um diagrama de carga considerando a potência constante em cada período de ponta, cheio e vazio. A partir desta figura é possível determinar, de forma genérica, a energia que deixa de ser absorvida pela rede no período da ponta e transita para o período de vazio.

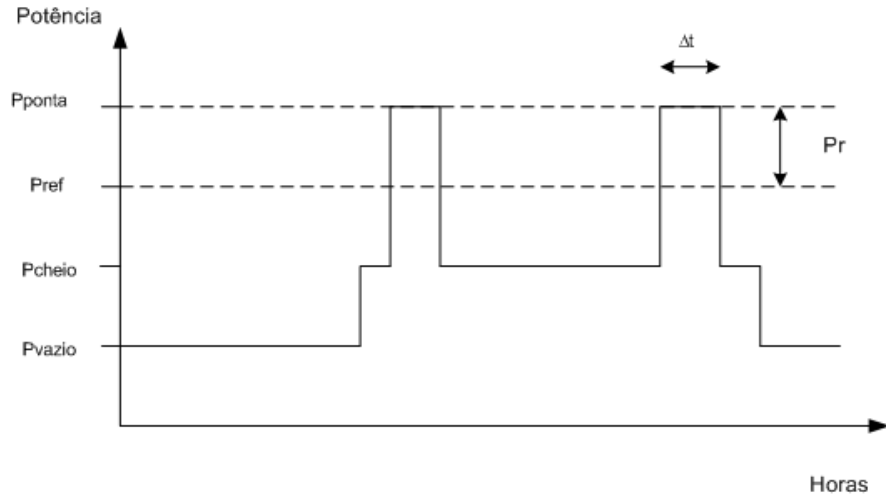


Figura 3.5 – Diagrama de carga a potência constante [21]

Onde,

- P_{ponta} é o valor de potência máxima solicitada à rede, sem baterias.;
- P_{ref} é o valor de potência máxima solicitada à rede, com baterias;
- P_r é o valor de potência que deixa de ser solicitada à rede no período de ponta e passa a ser solicitada no período de vazio.
- Δt é o intervalo de tempo associado à ponta

Sabendo que a expressão para a Energia é dada por:

$$E = \int_0^t P(t) \cdot dt \quad (3.1)$$

Pode determinar-se a energia não necessária em período de ponta e que passa a ser solicitada à rede no período de vazio, a um custo mais baixo. Aqui esta energia é denominada por E_r

$$E_r = (P_{ponta} - P_{ref}) \times \Delta t = P_r \times \Delta t \quad (3.2)$$

3.3. Tecnologias de conversão de energia

A integração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis nas redes de distribuição radial com armazenamento através de baterias, requer equipamento que tenha a capacidade de fazer a conversão de tensões alternadas em tensões contínuas e vice-versa. Para a interligação entre a rede de distribuição elétrica e o sistema eletroquímico de armazenamento (baterias), são utilizados conversores eletrônicos de potência.

No caso específico dos sistemas de armazenamento, a carga é constituída pelas baterias, uma vez que quando estão a ser carregadas a corrente flui da rede para as baterias. Acontece o inverso quando se pretende fazer compensação e as baterias entram em descarga. Nesta situação a corrente flui das baterias para a rede [8] .

Estes conversores podem ser de um ou de dois andares. No de um andar, um único dispositivo é usado para o controlo da carga e descarga do sistema de armazenamento, ao mesmo tempo que é interligado com a rede elétrica. No conversor de dois andares, são utilizados dois dispositivos conversores: um conversor DC/DC para efetuar o controlo da carga e descarga das baterias e um outro dispositivo conversor DC/AC para efetuar a interligação com a rede em AC [8] .

Nos sistemas de armazenamento o conversor AC/DC com controlo adequado de carga e descarga é utilizado para fazer a transferência de energia entre o grupo de baterias e a rede elétrica.

As topologias standard de um andar são as mais simples e as mais eficientes para a interligação do sistema de armazenamento à rede.

A Figura 3.6 ilustra um conversor DC/AC bidirecional, tendo como função a retificação da tensão para a durante a carga das baterias, e função de ondulação da tensão quando as baterias estão em descarga.

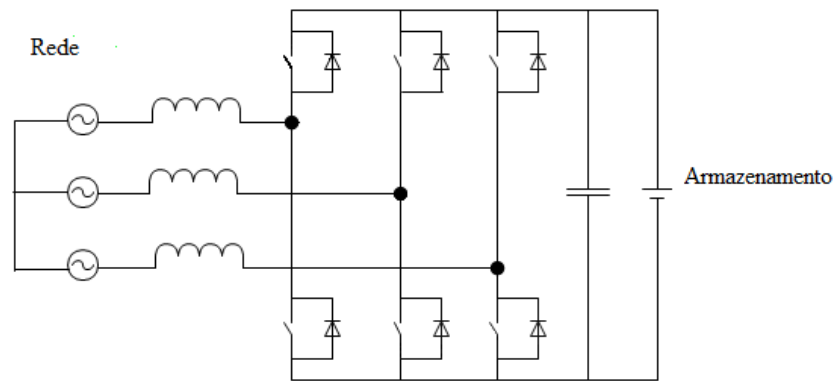


Figura 3.6 – Conversor DC/AC bidirecional – topologia standard

Os interruptores do conversor DC/AC bidirecional representado na Figura 3.6 são compostos por dois semicondutores de potência do tipo diodo e transístor IGBT. Estes interruptores são os dispositivos responsáveis por, através de sucessivas comutações controladas, modelar o sinal de tensão proveniente da carga/descarga das baterias, com uma frequência tal que torne possível a interligação do mesmo à rede elétrica.

3.4. Conclusão

Neste capítulo efetuou-se uma abordagem aos aspetos políticos, sociais, técnicos e económicos relacionados com os sistemas de energia e armazenamento e deste modo, o impacto que os sistemas de armazenamento poderão ter no sistema elétrico.

Antes de se instalar um sistema de armazenamento com baterias numa rede é necessário ter em consideração a sua dimensão e o meio onde está localizada, as políticas energéticas implementadas, a possibilidade de integrar energia proveniente de fontes renováveis e os benefícios para os consumidores e operadores de rede. Através dum diagrama diário de carga genérico, verificou-se que é possível reduzir a potência solicitada à rede nas horas de ponta através da descarga das baterias, que por sua vez foram carregadas no período de vazio com a energia produzida em excesso. Deste modo, reduzem-se custos com as diferenças nos tarifários. Estas diferenças nas potências e custos serão demonstradas mais adiante, no capítulo dos casos de estudo.

Capítulo 4

Instalação de equipamentos de armazenamento nas redes de distribuição

Um dos principais requisitos numa rede de distribuição é o fornecimento de energia elétrica de modo a satisfazer o consumo dentro dos padrões de qualidade exigidos por lei e pelos consumidores. O armazenamento da energia elétrica tem sido sempre um grande desafio, uma vez que se trata numa forma de energia que não pode ser armazenada em quantidades relevantes que permitam o seu consumo num período posterior à sua produção. Para contornar este problema é possível efetuar o seu armazenamento recorrendo a outras formas de energia, tais como a química, mecânica, potencial e térmica. A conversão destas formas de energia em eletricidade é depois realizada quando for mais conveniente. Esta gestão está dependente dos vários períodos do dia, dividido essencialmente em horas de ponta, cheio e vazio, associados ao consumo das cargas existentes na rede a considerar.

4.1. Os diversos sistemas de armazenamento

Tal como já foi referido anteriormente, a necessidade de armazenar energia nas redes de distribuição é cada vez maior. Os sistemas de armazenamento são fundamentais em muitas instalações isoladas. Porém, não é apenas no contexto das instalações isoladas onde existe a necessidade de armazenamento de energia. Esta necessidade também existe no contexto das redes de distribuição onde há a integração de energia renovável [8] . Dada a natureza intermitente do vento, e da consequente intermitência do fornecimento de energia elétrica, a sua integração na rede de distribuição deverá ter em conta esta situação de modo a que os picos de tensão ou cavas não afetem o funcionamento da rede, mantendo os padrões de qualidade e de serviço no fornecimento da energia aos consumidores.

É neste aspeto que o armazenamento tem um papel fundamental, contribuindo para o fornecimento de uma energia sustentável de acordo com o padrão de produtos e serviços técnicos, melhorando a relação custo-eficiência da rede elétrica [8] .

Poder-se-á dizer que o fornecimento de energia está otimizado, uma vez que em situações em que não haja produção de energia elétrica, devido às condições climáticas não o permitirem, o sistema de armazenamento assegura as necessidades de energia elétrica da instalação ou da rede, ajudando a manter um padrão de fornecimento constante.

Os sistemas de fornecimento de energia tipo “stand-alone”, ou isolados são utilizados em diversas aplicações onde não existe fácil acesso/ligação á rede de distribuição elétrica [8] . Neste tipo de locais a utilização da geração de energia a partir de fontes renováveis, tais como o vento e o sol, têm crescido substancialmente. É também nestes locais onde o armazenamento da energia produzida é um fator fundamental, pois a energia armazenada é necessária nos momentos em que os recursos renováveis não estão disponíveis, mantendo assim em serviço instalações isoladas da rede de distribuição. A este fator acresce também a necessidade de combater ou minimizar as emissões de gases responsáveis pelo efeito de estufa, tais como dióxido de carbono, resultantes da queima das matérias-primas para a produção convencional de energia elétrica. A utilização de energias renováveis é uma estratégia importante para atingir esse objetivo. Além da já referida aplicação/integração da energia armazenada na rede de distribuição, esta também se utiliza tal como já é de conhecimento geral, em vários tipos de equipamentos elétricos e eletrónicos, ou mesmo em veículos elétricos, havendo vários tipos de tecnologias de armazenamento de energia disponíveis [8] :

- Sistemas eletroquímicos;
- Vapor armazenado;
- Sistemas mecânicos;
- Sistemas eletromagnéticos

4.2. Equipamentos de armazenamento de energia eletroquímicos

Os vários tipos de armazenamento de energia nem sempre se “substituem” uns aos outros, isto é coexistem entre si sendo utilizados para distintas aplicações consoante as suas diferentes características. O sistema de armazenamento de energia mais utilizado e também o mais antigo, trata-se dos sistemas eletroquímicos onde se incluem os seguintes dispositivos:

- Baterias;
- Supercondensadores ou Ultracondensadores ;
- Pilhas de combustível.

Neste trabalho considera-se que o armazenamento de energia é feito em baterias. Trata-se do mais simples e mais estudado processo de armazenamento de energia elétrica, sendo necessária a instalação, em determinados barramentos da rede, de retificadores/inversores e de baterias. A forma de energia nunca é convertida noutras formas, evitando-se assim as perdas normalmente associadas a essas conversões.

Existem vários tipos de baterias com vantagens entre si. Cabe à gestão do planeamento das instalações decidir qual o tipo de baterias a instalar depois de considerados alguns fatores tais como: preço, vida útil, capacidade e dimensão. Uma vez que neste trabalho a escolha para o armazenamento de energia recaiu sobre as baterias, de seguida far-se-á uma breve descrição do funcionamento destes equipamentos.

Uma bateria é um dispositivo com a capacidade de armazenar energia elétrica através de um processo eletroquímico. A sua constituição baseia-se numa ou várias células eletrolíticas e num eletrólito que pode ser um sólido ou um líquido. Por sua vez as células eletrolíticas são constituídas por um eletrodo positivo e por um eletrodo negativo.

Quando se liga uma carga aos elétrodos, no interior da bateria os iões deslocam-se, através do eletrólito, de um elétrodo para o outro criando deste modo uma corrente elétrica no exterior da bateria que irá alimentar a carga. Considerando o sentido real da corrente, a mesma flui do terminal negativo para o terminal positivo. A Figura 4.1 representa um esquema básico do funcionamento de uma bateria:

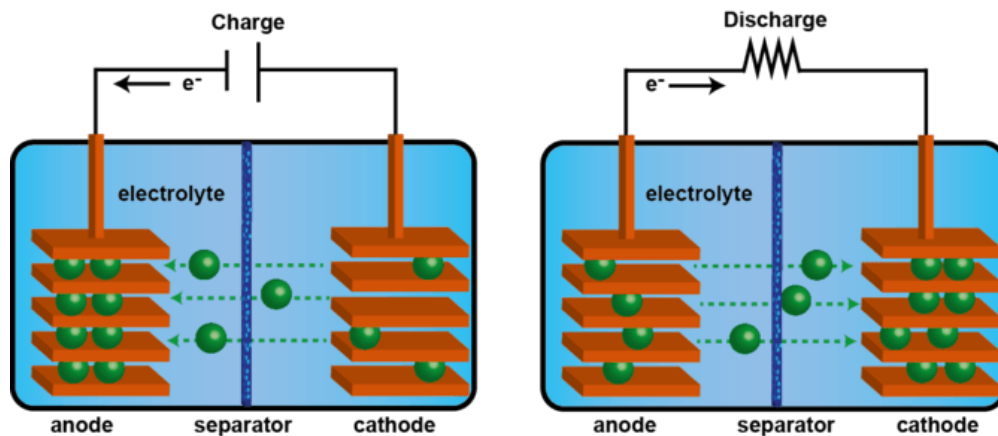


Figura 4.1 – Esquema de funcionamento de uma bateria recarregável [9]

Existem dois tipos principais de baterias: as designadas como primárias e as designadas como secundárias [7]. As primeiras são carregadas apenas uma vez, sendo necessário substituir as mesmas quando estiverem descarregadas, ou seja, quando todos os iões se tiverem deslocado para o outro elétrodo. As baterias designadas como secundárias podem ser recarregadas, se lhes for aplicada uma tensão aos seus terminais, de modo a que o processo eletroquímico se reverta até que as mesmas atinjam a carga inicial.

Neste trabalho, consideram-se baterias recarregáveis, a mais antiga tecnologia utilizada no armazenamento de energia elétrica. Ainda no contexto do armazenamento de energia elétrica são diversas as aplicações a que as baterias estão sujeitas e sendo assim várias tecnologias foram desenvolvidas, a saber:

- Níquel-Cadmio;
- Hidreto metálico de Níquel;
- Iões de Lítio;
- Ácido-Chumbo

4.2.1. Bateria de Níquel – Cádmio

As baterias de níquel – cádmio são pouco mais recentes do que as de ácido-chumbo. Cada célula tem um eletrodo positivo constituído por óxido de níquel e por um eletrodo negativo constituído por hidróxido de cádmio metálico. O eletrólito é o hidróxido de potássio. Quando comparadas com as de ácido-chumbo, estas apresentam maior consumo de energia específica (50-75 Wh/kg), alta fiabilidade e robustez, com baixos custos de manutenção. No entanto, o efeito de memória apresentado por estas baterias, em que é necessário efetuar ciclos completos de carga e descarga, coloca as mesmas em segundo plano quando comparadas com as de ácido – chumbo. Apresentam também vida útil mais elevada com cerca de 2000 a 2500 ciclos de carga/descarga mas uma eficiência que não ultrapassa os 70% e um auto - descarga entre 0,067 e 6% de Energia/dia [8] .

4.2.2. Bateria de Hidreto metálico de Níquel

Estas baterias são constituídas por um eletrodo positivo de oxi-hidróxido de níquel e por um eletrodo negativo de cádmio, sendo o hidróxido de potássio utilizado como eletrólito. Estas baterias possuem elevado consumo de energia específica baixa eficiência e uma vida útil relativamente curta com menores ciclos de carga /descarga, comparativamente com as baterias de ácido-chumbo e níquel-cádmio. A vantagem destas baterias é ausência do efeito de memória [8] .

4.2.3. Bateria de Iões de Lítio

Apesar do seu aparecimento datar de 1960, são consideradas emergentes. O cátodo é constituído por lítio e o ânodo constituído por carbono poroso, sendo o eletrólito composto por sais de lítio em solvente de carbonatos orgânicos. Têm elevada potência específica (150 – 315W/kg), maior energia específica (75 – 200 Wh/kg), ciclo de vida elevado (1000 – 10000) ciclos, boa eficiência (85% – 98 %) e baixa auto-descarga (0,1% – 0,3 %Energia/dia).

A grande desvantagem da utilização destas baterias é o seu preço elevado [8]

4.2.4. Bateria de Ácido-Chumbo

A bateria de ácido-chumbo foi inventada por Gaston Plante em 1859 e é a mais antiga bateria recarregável a ser utilizada no armazenamento de energia elétrica [7]. Cada célula da bateria é constituída por 2 elétrodos de chumbo imersos num eletrólito que normalmente é o ácido sulfúrico. Estas baterias podem ainda ser ventiladas/abertas (VLA) ou podem ser estanques (SLA)/reguladas por válvulas (VRLA). As primeiras deverão estar numa posição fixa, de modo a que o eletrólito não derrame, e estão sujeitas à reposição periódica de água, já que os elétrodos estão imersos em reservatórios com excesso de eletrólito.

As baterias estanques dispensam manutenção e substituição do eletrólito, requerendo também menor quantidade do mesmo.

Este tipo de baterias possui um baixo consumo de energia específica (30-50 Wh/kg), uma baixa potência específica (75 – 300 W/kg) e um ciclo de vida limitado (1000 a 2000 ciclos). No entanto são das baterias antigas e mais utilizadas, pois são caracterizadas pelo seu baixo custo, alta fiabilidade, baixa auto-descarga (0,033 – 3%) e uma eficiência razoável, na ordem dos 70 – 80%. As aplicações mais comuns incluem a iluminação, automóveis e U.P.S. [8] .

Optou-se neste trabalho pela aplicação das baterias de Ácido – Chumbo, uma vez que os seus inconvenientes têm pouco peso quando comparados com as suas vantagens.

4.3. Caracterização de uma rede com topologia radial

Uma rede de distribuição radial caracteriza-se pela ligação da rede de transporte aos consumidores finais, fornecendo as potências ativa e reativa solicitadas pelas respetivas cargas. Assim sendo, a partir de uma subestação saem as linhas de distribuição que vão ligar a barramentos, que por sua vez serão, por um lado, os pontos de ligação aos consumidores (cargas), e por outro lado, a origem de outras linhas que se ligarão a outros barramentos. Uma das principais características das redes de topologia radial é o facto de não existir interligação de todos os nós, ou barramentos. A Figura 4.2 é o exemplo de uma rede de topologia radial:

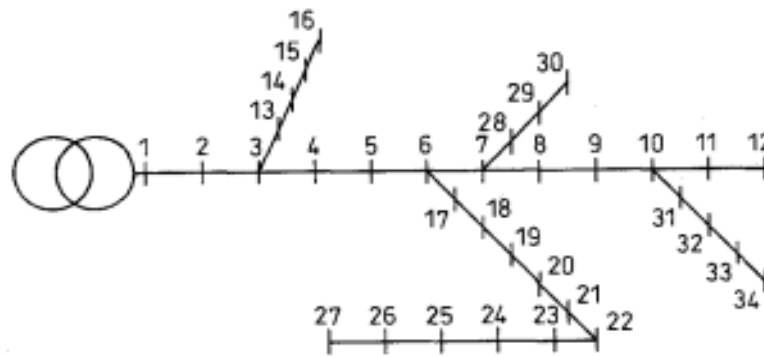


Figura 4.2 – Exemplo de rede de distribuição com topologia radial

4.3.1. Trânsito de potência na rede radial

O conceito de trânsito de potência também conhecido como trânsito de energia, é a designação usual da solução em regime estacionário de um sistema de energia elétrica, compreendendo a rede, os geradores e as cargas. Nos sistemas de energia, as potências ativas e reativas fornecidas pelos geradores são especificadas como variáveis de controle, as tensões nos barramentos são as variáveis de estado e as potências das cargas, normalmente consideradas constantes, são as variáveis de perturbação. Todas estas variáveis compõem um sistema de grande porte e bastante complexo, sendo o mesmo modelado por equações não lineares, o que exige o recurso a um método de cálculo potente [2] .

Os passos a seguir para o cálculo do trânsito de potência são os seguintes:

- Formulação de um modelo matemático que represente com rigor o sistema real;
- Especificação do tipo de barramentos e das grandezas referentes a cada um;
- Solução numérica das equações do trânsito de potência, a qual fornece o valor de tensões em todos os barramentos;
- Cálculo das potências que transitam em todos os ramos.

Para encontrar a solução para o problema do transito de potência, existem vários métodos, entre os quais, os métodos de Gauss-Seidel e o de Newton-Raphson. São ambos métodos iterativos e destinam-se essencialmente a redes malhadas ou em anel. Não são, portanto, os métodos mais indicados para o caso das redes radiais.

Numa rede de distribuição radial podem aplicar-se as mesmas regras de análise dos circuitos de corrente alternada de sistemas de menor dimensão, possibilitando assim a resolução do problema do trânsito de potência com recurso às equações que relacionam grandezas como a tensão, corrente e potências aparente, ativa e reativa. A Figura 4.3 representa uma parte de uma rede radial, onde 'i' e 'j' são os barramentos a montante e a jusante interligado através de uma linha de transmissão. A qualquer um dos barramentos poderá estar associada uma ou mais cargas (S_C).

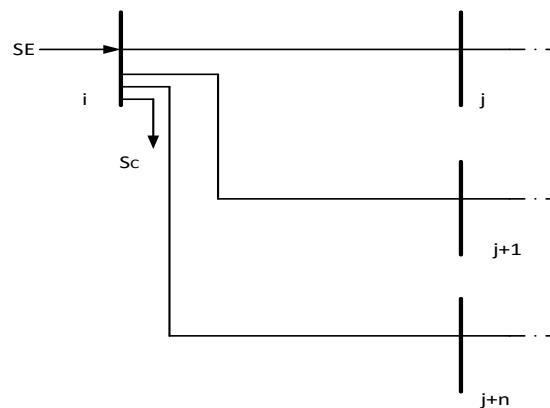


Figura 4.3 – Rede Radial exemplo

A potência aparente que chega ao barramento 'j' é dada por:

$$\overline{S_j} = \overline{V_j} \times \overline{I_j}^* \quad (4.1)$$

Onde,

$\overline{V_j}$ - Tensão no barramento 'j';

$\overline{I_j}^*$ - Conjugado da corrente complexa, proveniente do barramento 'i', e que entra no barramento 'j'.

Os dois barramentos, 'i' e 'j', relacionam-se através da ligação de uma linha de transmissão com determinada impedância \overline{Z}_{ij}

A tensão no barramento 'j' estará refletida a queda de tensão na linha provocada pela sua impedância \overline{Z}_{ij} .

$$\overline{V}_j = \overline{V}_i - \overline{Z}_{ij} \times \overline{I}_j \quad (4.2)$$

Da expressão (4.1),

$$\overline{I}_j = \left(\frac{\overline{S}_j}{\overline{V}_j} \right)^* \quad (4.3)$$

Substituindo a expressão (4.3) em (4.2):

$$\overline{V}_j = \overline{V}_i - \overline{Z}_{ij} \times \left(\frac{\overline{S}_j}{\overline{V}_j} \right)^* \quad (4.4)$$

Para o cálculo das perdas numa determinada linhas, subtrai-se o valor de tensão no barramento a montante pelo valor de tensão do barramento a jusante, de acordo com a seguinte expressão:

$$\overline{V}_{ij} = \overline{V}_i - \overline{V}_j \quad (4.5)$$

A partir de (4.1) é possível determinar a potência de perdas entre dois barramentos:

$$\overline{S}_{ij \text{ (perdas)}} = \overline{V}_{ij} \times \overline{I}_j^* = \overline{V}_{ij} \times \left(\frac{\overline{S}_j}{\overline{V}_j} \right)^* \quad (4.6)$$

Considerando o caso da Figura 4.3 em que se tem mais do dois barramentos em estudo, ou seja 'j+n' barramentos, todos a jusante de do barramento 'i', pode-se afirmar que a potência de perdas é o somatório da potência de perdas em cada troço da rede.

$$\overline{S_{i(perdas)}} = \overline{S_{i,j(perdas)}} + \overline{S_{i,j+1(perdas)}} + \dots + \overline{S_{i,j+n(perdas)}} \quad (4.7)$$

$j=1,2,\dots,n$

Desenvolvendo (4.7), ficamos com:

$$\overline{S_{i(perdas)}} = \overline{V_{i,j}} \times \left(\frac{\overline{S_j}}{\overline{V_j}} \right)^* + \overline{V_{i,j+1}} \times \left(\frac{\overline{S_{j+1}}}{\overline{V_{j+1}}} \right)^* + \dots + \overline{V_{i,j+n}} \times \left(\frac{\overline{S_{j+n}}}{\overline{V_{j+n}}} \right)^* \quad (4.8)$$

$$\overline{S_{i(perdas)}} = \sum_{k=0}^n \left[\overline{V_{i,j+k}} \times \left(\frac{\overline{S_{j+k}}}{\overline{V_{j+k}}} \right)^* \right] \quad (4.9)$$

A potência injetada no barramento 'i', o mais próximo da geração, tem de ser igual ao somatório de toda a potência transitada do barramento 'i' para os barramentos a jusante. Neste somatório estão ainda incluídas todas as potências consumidas pelas cargas (SC) que estarão distribuídas pelos diversos barramentos.

Assim, considerando a expressão dada por (4.9), adiciona-se a potencia injetada e a potência consumida pelas cargas e ficamos com:

$$\overline{S_i} = \sum_{k=0}^n \overline{S_{j+k}} + \sum_{k=0}^n \left[\overline{V_{i,j+k}} \times \left(\frac{\overline{S_{j+k}}}{\overline{V_{j+k}}} \right)^* \right] + SC1 + SC2 + \dots + SC_m \quad (4.10)$$

4.3.2. Cálculo do trânsito de potência

Para realizar o cálculo do trânsito de potência é necessário dispor de dados sobre a topologia da rede, isto é, quais os barramentos que estão ligados, as resistências e reatâncias dos diversos troços que ligam aos barramentos. Para além destes dados, é ainda necessário conhecer a configuração de carga para a qual se vai fazer o cálculo do trânsito de potência. Estes dados são normalmente disponibilizados pelos exploradores da rede de exploração.

Inicialmente os barramentos da rede de distribuição são numerados por ordem sequencial, começando pelos do alimentador principal e depois os dos ramos laterais, tal como ilustra a Figura 4.2.

O método de cálculo é iterativo e pode descrever-se da seguinte forma:

De início consideram-se as simplificações: perdas nulas e tensões em todos os barramentos iguais a 1 p.u. Desta forma é possível calcular na primeira iteração uma estimativa para as perdas nas linhas e da potência que transita para cada barramento [1] .

Tal como se verificou nas equações acima, a potência que chega a cada barramento corresponde ao valor total que transita para os barramentos a jusante do mesmo, a potência injetada no primeiro barramento será a necessária para o funcionamento de toda a rede e no último barramento apenas existirá consumo de potência se nele estiver associado uma ou mais cargas. Deste modo, o cálculo da potência inicia-se no último barramento e terminará no cálculo do primeiro barramento, sendo o valor da potência calculada em cada barramento utilizada para o cálculo da potência no barramento imediatamente a montante.

Para o cálculo das tensões o cálculo inicia-se no barramento da geração, com uma tensão de 1 p.u. com um ângulo de tensão nulo ($\delta=0^\circ$) e termina no último barramento, sendo o valor de tensão calculado em cada barramento, aproveitado para o cálculo da tensão do barramento imediatamente a jusante.

O processo é iterativo e termina quando a diferença entre os valores de todas as tensões dos barramentos em duas iterações sucessivas for inferior a um valor ' ε ' que será da ordem de 10^{-4} . Quando se conseguem resultados diz-se que o método convergiu.

Se k for o número de iterações e 'm' o índice do barramento em que se calcula a tensão, tem-se:

$$(V_m)^k - (V_m)^{k-1} \leq \varepsilon \quad (4.11)$$

A Figura 4.4 representa uma parte de uma rede radial, a partir da qual se pretende demonstrar um exemplo de cálculo do trânsito de potência. Trata-se de uma rede com três barramentos com os diferentes níveis de tensão $\overline{V1}$, $\overline{V2}$, e $\overline{V3}$, duas linhas de transmissão com impedâncias representadas por $\overline{Z_{12}}$ e $\overline{Z_{23}}$ e duas cargas representadas por $\overline{S_{C2}}$ e $\overline{S_{C3}}$. De modo a ser possível efetuar o cálculo, considera-se o barramento 1 como alimentador, ou seja é o primeiro barramento da rede, e o que está diretamente ligado à subestação.

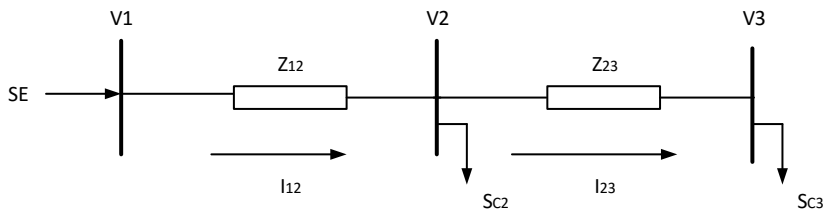


Figura 4.4 – Rede exemplo para o cálculo de trânsito de potência

Analisando a rede temos:

$$\overline{S_3} = \overline{S_{C3}} \quad (4.12)$$

$$\overline{S_2} = \overline{S_{23}} + \overline{S_{C2}} + \overline{S_3} = \left[\overline{V_{23}} \times \left(\frac{\overline{S_3}}{\overline{V_3}} \right)^* \right] + \overline{S_{C2}} + \overline{S_3} \quad (4.13)$$

$$\overline{S_1} = \overline{S_2} + \overline{S_{12}} = \left[\overline{V_{12}} \times \left(\frac{\overline{S_2}}{\overline{V_2}} \right)^* \right] + \overline{S_2} \quad (4.14)$$

Para o cálculo das tensões nos barramentos o método é inverso ao cálculo das potências, ou seja, inicia-se o cálculo para o segundo barramento e o barramento mais afastado da geração será o último onde se calcula o nível de tensão.

$$\overline{V}_1 = 1 \times e^{j0} = V_1 = 1 p.u. \quad (4.15)$$

$$\overline{V}_2 = \overline{V}_1 - \left(\overline{Z}_{12} \times \overline{I}_2^* \right) = \overline{V}_1 - \left[\overline{Z}_{12} \times \left(\frac{\overline{S}_2}{\overline{V}_2} \right)^* \right] \quad (4.16)$$

$$\overline{V}_3 = \overline{V}_2 - \left(\overline{Z}_{23} \times \overline{I}_3^* \right) = \overline{V}_2 - \left[\overline{Z}_{23} \times \left(\frac{\overline{S}_3}{\overline{V}_3} \right)^* \right] \quad (4.17)$$

4.4. Conclusão

Este capítulo foi dedicado às redes de distribuição, onde se abordou a instalação de equipamentos de armazenamento e se desenvolveu o tema do cálculo do trânsito de potência.

Relativamente aos equipamentos a instalar, escolheram-se as baterias de ácido-chumbo como sendo os equipamentos a utilizar para armazenar energia elétrica. Tal como foi referido, estas baterias apesar de apresentarem uma curta vida útil e uma baixa energia específica, apresentam características vantajosas que determinam ser a melhor opção. Estas vantagens, também já referidas atrás são o seu baixo custo, produção simples, alta fiabilidade, baixa taxa de auto-descarga e sem efeito de memória.

Ainda neste capítulo foi efetuada uma introdução às redes de distribuição com topologia radial e apresentou-se o modelo matemático para o cálculo do trânsito de potência neste tipo de rede. Este modelo é utilizado no cálculo das tensões e potências das redes, em ambiente matlab e será uma importante ferramenta, para a determinação das melhores soluções para sistema de armazenamento.

Capítulo 5

Otimização multiobjetivo para o planeamento de redes de distribuição com equipamentos de armazenamento

5.1. Introdução

A integração de energia renovável e armazenamento nas redes de distribuição trás benefícios a nível económico e ambiental, na medida em que existe a possibilidade de armazenar a energia produzida quando a mesma não é necessária para a rede, sendo essa energia colocada à disposição dos consumidores nos períodos do dia em que a energia é mais cara. Deste modo reduz-se a produção de energia proveniente de fontes não renováveis, minorando o impacto ambiental, já que se evita a queima de combustíveis fósseis. Assim sendo é necessário planear a instalação dos equipamentos de armazenamento, nomeadamente a sua localização e dimensão.

Pode definir-se otimização como sendo todo o processo em que se procura utilizar da melhor forma possível os recursos disponíveis respeitando todas as restrições e condicionantes impostas. Este conceito é de grande importância na resolução de problemas práticos no domínio das engenharias, gestão e da tomada de decisões em geral, e está associado à determinação de um ou mais soluções possíveis para resolver um problema sujeito a determinadas condições.

Quando um problema de otimização modela um sistema real envolvendo apenas uma função objetivo, a tarefa de determinar a solução ótima é designada por otimização mono-objetivo [10] . Um problema de otimização mono-objetivo é composto por uma função objetivo a minimizar ou maximizar e por várias restrições que todas as soluções admissíveis têm de satisfazer. Assim, de modo geral, um problema de otimização mono-objetivo pode ser formulado da seguinte forma [10] :

Minimizar $f(x)$,

Sujeito a:

$$g_j(x) \geq 0, \quad j=1,2,\dots,J \quad (5.1)$$

$$h_k(x) = 0, \quad K=1,2,\dots,K \quad (5.2)$$

$$x_i^{\inf} \leq x_i \leq x_i^{\sup} \quad j=1,2,\dots,J \quad (5.3)$$

O problema tem associado $J+K$ restrições funcionais, das quais J são de desigualdade, referentes a (5.1) e K de igualdade referentes a (5.2).

Uma solução x é um vetor de n variáveis de decisão $x=(x_1, x_2, \dots, x_n)$. As restrições apresentadas em (5.3) denominam-se por limites das variáveis de decisão, as quais obrigam a que cada variável de decisão x_i assuma um valor entre os dois limites, inferior e superior, indicados. Este espaço limitado por x_i^{\inf} e x_i^{\sup} , constitui o espaço das variáveis, espaço das decisões ou espaço das soluções [10].

Na resolução de um problema de otimização mono-objetivo, pretende-se determinar a solução que otimize a função objetivo, ou seja a solução ótima cujo valor é único, mesmo que existam soluções ótimas alternativas.

A otimização mono-objetivo, em muitas situações não é suficiente para responder a um problema de otimização, uma vez que nos últimos anos têm surgido problemas complexos que envolvem aspetos de avaliação múltiplos e conflituosos [10].

No caso específico da localização de baterias para armazenamento de energia ativa em redes de distribuição radial existem vários fatores a considerar para que o sistema funcione eficientemente, tais como os custos, as perdas, a localização dos equipamentos, e outros aspetos de avaliação. Se nos centrarmos, por exemplo, apenas em reduzir as perdas na rede, certamente irão aumentar os custos da instalação.

Assim, os modelos matemáticos de apoio à decisão tornam-se mais representativos do contexto da decisão real, se esses aspetos de avaliação forem explicitamente tidos em conta, em vez de os agregar num único indicador de custo ou benefício [10] .

Em modelos de programação multiobjectivo esses aspetos de avaliação são traduzidos pelas funções objetivo a otimizar, sujeitas a um conjunto de restrições. Os modelos multiobjectivo permitem compreender a natureza conflituosa dos objetivos e dos compromissos a serem construídos para identificar as soluções satisfatórias, estabelecendo uma base para racionalizar a comparação entre as soluções não dominadas [10] .

5.2. Formulação da optimização multiobjectivo

De um modo geral, um problema de optimização multiobjectivo pode ser formulado da seguinte forma:

Minimizar $f_m(x)$, $m=1,2,\dots,M$

Sujeito a $x \in X$ e às restrições apresentadas em (5.1), (5.2) e (5.3).

Cada uma das M funções objetivo, $f(x) = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_M(x))^T$, $M \geq 2$, pode ser a minimizar ou a maximizar [10] .

Uma das principais diferenças entre a optimização mono-objectivo e multiobjectivo consiste em acrescentar ao espaço das variáveis de decisão, um outro espaço multidimensional gerado pelas funções objetivo, também designado simplesmente por espaço dos objetivos. Para cada solução $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ no espaço das variáveis de decisão, existe um ponto que lhe corresponde no espaço dos objetivos, denotado por $f(x) = z = (z_1, z_2, \dots, z_M)^T$, com $z_m = f_m(x)$ e $m=1,\dots,M$ [10] .

A região admissível no espaço das funções objetivo, que é o conjunto de todas as imagens dos pontos em X , pode ser definida do seguinte modo [10] :

$$Z = \{Z \in R^M : z = (f_1(x), f_2(x), \dots, f_M(x)), x \in X\}$$

5.3. A formulação do problema em redes de distribuição radial

Como já foi referido, a interligação de sistemas de armazenamento nas redes de distribuição permite que o excesso de energia elétrica, produzida por fontes renováveis, seja armazenado nos períodos de vazio quando a energia é mais barata e seja utilizado, com as baterias em descarga, nos períodos de ponta, quando a energia é mais cara.

Mesmo nas redes de distribuição convencionais, onde não existe geração de energia dispersa, é vantajosa a aplicação de sistemas de armazenamento, pois com a utilização da energia armazenada nos períodos de ponta, seja com baterias ou com outra tecnologia, reduz-se a absorção de potência à rede e portanto os custos com a energia associados à mesma. Outras vantagens são a redução das perdas nas linhas de transmissão e a melhoria dos perfis de tensão nos respetivos barramentos.

Para que um sistema de armazenamento com baterias se torne uma realidade, há que considerar a otimização da dimensão e localização do mesmo. Quanto maior for o número de barramentos a compensar com baterias, menores serão as perdas, mas o investimento que terá de ser feito para a instalação destes sistemas de armazenamento também será maior.

Deste modo, verifica-se que existem duas funções objetivo que estão em conflito: a primeira, em que se considera a minimização das perdas nas linhas de transmissão e a segunda função objetivo, em que se considera a minimização do investimento, ou custos de instalação.

5.3.1. Funções objetivo deste trabalho

Tal como referido no ponto anterior, a primeira função objetivo a considerar neste trabalho, designada por F_1 , é a minimização das perdas nas linhas de transmissão e a consequente estabilização dos níveis de tensão nos barramentos.

Assim sendo, a Potência ativa que transita nas linhas de transmissão será uma das variáveis de decisão. O problema torna-se complexo devido à não linearidade das equações que descrevem o trânsito de potência e ao elevado número de variáveis, binárias e reais, necessárias para caracterizar a operação da rede e as grandezas associadas aos diversos barramentos do sistema [1]. Para definir esta função objetivo utilizou-se o método de cálculo do trânsito de potência em redes de distribuição radiais, descrito em 4.3.1 e 4.3.2.

As variáveis de decisão são representadas pelas variáveis binárias a_{ni}^k e b_{ni}^k e decidem sobre a alocação de baterias nos determinados barramentos. Deste modo, para cada tipo de baterias a instalar e para cada barramento definidos pelas variáveis de decisão, efetuou-se o cálculo do trânsito de potência descrito em 4.3.1 e 4.3.2.

As variáveis de decisão são formuladas do seguinte modo:

$$b_{ni}^k = \begin{cases} 1 & \text{se é possível instalar novo armazenamento no barramento } B_{ni}^k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.4)$$

$$a_{nm}^k = \begin{cases} 1 & \text{se novo armazenamento } P_{Fu} \text{ é instalado no barramento } B_{ni}^k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.5)$$

Tal como descrito, esta abordagem é formulada como sendo um problema multiobjectivo que usa duas funções objetivo diferentes, sendo a primeira função (F_1) a minimização das perdas. O valor das perdas em potência ativa é obtido através da parte real do vetor potência aparente de perdas de cada barramento, definido em (4.9) [1]. O modelo matemático é dado por:

$$\text{Min } F_1 = \text{Min} \sum_{i=1}^I \left\{ \text{Re} \left[\sum_{k=0}^n \left(\bar{V}_{i(j+k)} \times \left(\frac{\bar{S}_{j+k}}{\bar{V}_{i+k}} \right)^* \right) \right] \right\} \quad (5.6)$$

A segunda função objetivo (F_2) está relacionada com o custo associado a cada instalação de armazenamento e pode ser formulado da seguinte forma:

$$\text{Min } F_2 = \text{Min} \sum_{i=0}^I \sum_{u=1}^Y a_i^Y c_u \quad (5.7)$$

$$S_{Ci} = b_m \sum_{u=1}^Y a_i^u S_{Fu} \quad \forall m \quad (5.8)$$

Onde,

C_u representa o custo do armazenamento;

S_{Fu} representa a potência fornecida pelo sistema de armazenamento

S_{Ci} representa a potência de compensação no barramento i

5.3.2. Restrições

As soluções admissíveis do problema têm de respeitar um conjunto de restrições que permitam garantir o funcionamento do sistema e asseguram que as condições definidas previamente sejam respeitadas [1]. Neste problema considerou-se como uma das restrições a manutenção da qualidade de serviço que se impõe de modo a que a tensão nos barramentos da rede de distribuição permaneça entre um valor mínimo e um valor máximo:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (5.9)$$

Como segunda restrição, considerou-se alguns barramentos onde é interdita a colocação dos sistemas de armazenamento, devido à especificidade desses nós.

5.4. Conceito de dominância e Fronteira ótima de Pareto

Designam-se *Ponto de Nadir* e *Ponto ideal*, os pontos especiais do espaço dos objetivos associados ao processo de pesquisa. O ponto definido no espaço dos objetivos cujas componentes é o valor ótimo de cada função objetivo na região admissível, quando otimizadas separadamente, designa-se por *ponto ideal*, z^* . O ponto ideal não corresponde a uma solução admissível, uma vez que a solução ótima para cada função objetivo é diferente, mas serve como solução de referência em muitos algoritmos de otimização multiobjetivo. O *ponto nadir*, z_{nad} , representa os piores valores de cada função objetivo entre todas as soluções que otimizam cada solução individualmente [10].

O conceito de dominância é usado na maioria dos algoritmos de otimização multiobjetivo, particularmente quando existe a necessidade de comparação de duas soluções no sentido de se verificar se existe dominância de uma solução sobre a outra [10].

Uma solução a $x_1 \in X$ domina uma solução a $x_2 \in X$ se, e só se x_1 não é pior do que x_2 para todos os objetivos e x_1 é melhor do que x_2 para pelo menos um dos M objetivos [10].

Uma solução não dominada (eficiente, ou ótima de Pareto) é uma solução admissível para a qual não é possível melhorar simultaneamente todas as funções objetivo; isto é, melhorar numa função objetivo apenas se consegue piorando, pelo menos, uma outra função objetivo. Uma solução admissível diz-se dominada por outra se ao passar de uma para a outra existir a melhoria de pelo menos uma função objetivo ficando as restantes inalteradas [12].

A Figura 5.1 representa uma solução ótima, não dominada, em função dos objetivos f_1 e f_2 , considerando que é objetivo minimizar f_1 e f_2 . Todas as soluções que se encontrarem dentro da zona a sombreado, são soluções dominadas pela solução $f(x)=(f_1(x), f_2(x))$ [13].

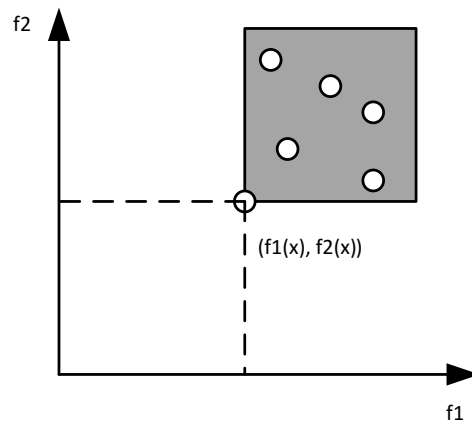


Figura 5.1 – Conceito de dominância

Para determinar uma frente não dominada a partir de uma dada população de soluções, utiliza-se um método que consiste em comparar cada solução x de uma população com todas as outras soluções e verificar se x é dominada por alguma delas [10] .

5.4.1. Determinação das frentes não dominadas

A maioria dos algoritmos de otimização multi-objetivo permite determinar apenas a frente não dominada de uma população, classificando a população de soluções em duas frentes. A primeira frente é constituída por soluções não dominadas e a segunda é constituída por soluções dominadas. Existem no entanto, algoritmos que classificam as soluções da população por níveis de dominância, ordenando-as por ordem crescente.

As soluções pertencentes ao primeiro nível pertencem à frente de menor índice e são as melhores soluções. No último nível, de índice mais elevado, estão as piores soluções em termos de dominância.

A frente de soluções de nível mais baixo (índice 1) é também designada por Fronteira de Pareto.

A Figura 5.2, onde f_1 e f_2 são duas funções objetivo a minimizar, as soluções representadas na frente de nível 1, também designada por fronteira de Pareto, são como já foi referido, as soluções não dominadas. Em seguida surgem por ordem crescente várias frentes de soluções ordenadas em níveis de não dominância. Deste modo as soluções dos níveis mais baixos são sempre melhores do que as soluções de nível superior.

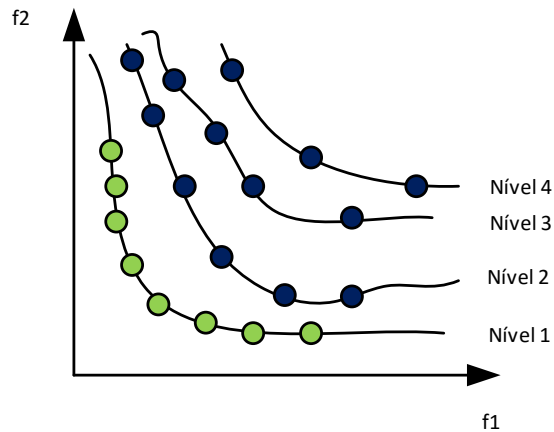


Figura 5.2 – Exemplo de ordenação de frentes não dominadas

A Figura 5.3 ilustra um exemplo de um conjunto de soluções em resposta a um problema cuja solução está condicionada às funções objetivo f_1 e f_2 .

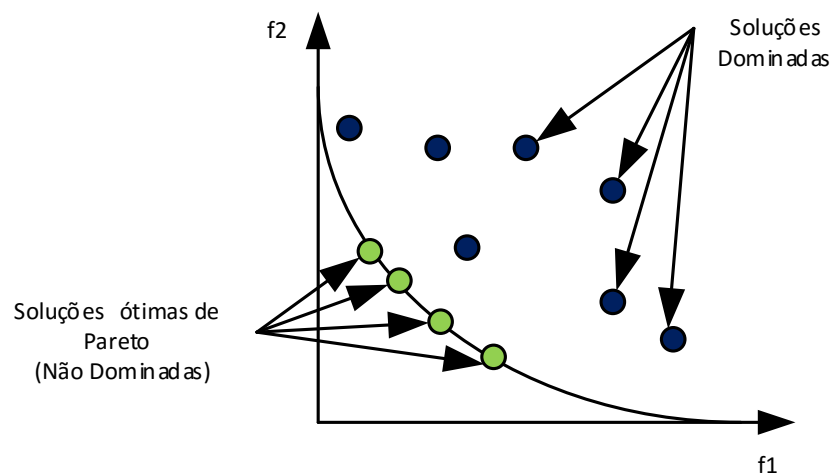


Figura 5.3 – Fronteira ótima de Pareto para as funções f_1 e f_2 [13]

Na maioria dos casos em que se pretende a resolução de problemas tendo em consideração duas ou mais funções objetivo, as mesmas estarão em conflito pois, tal como já foi referido, melhorar numa função objetivo, implica piorar numa outra função objetivo. Sendo assim, não é possível obter uma solução ótima mas é encontrado um conjunto de soluções que constituem a frente ótima de Pareto.

Não sendo possível afirmar que uma solução é melhor que outra, estamos perante o conceito de não dominância, não permitindo a discriminação entre as soluções não dominadas.

A comparação entre estas soluções e a escolha da solução final, estão ainda condicionadas pelas prioridades estabelecidas por um gestor de projeto, uma equipa instaladora ou um dono de obra. Estes elementos, designados por *Agente de decisão*, são quem decide qual será a melhor solução final [1] .

5.5. Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos genéticos (A.G.) são inspirados nos processos de seleção natural e na genética, utilizando um modelo computacional de pesquisa probabilística. Foram propostos por John Holland em 1975 e têm sido aplicados na resolução de variados problemas [1] .

Esta inspiração, tem por base a forma como os seres vivos sobrevivem e passam seu material genético para as próximas gerações, utilizando princípios de seleção natural e evolução propostos por Charles Darwin. Na teoria de Darwin, as espécies são selecionadas segundo suas capacidades; indivíduos com maior capacidade de adaptação estão mais aptos a sobreviver e a reproduzir-se, gerando descendentes com capacidades idênticas ou até superiores.

Este tipo de algoritmos recorre a populações de indivíduos, sendo cada um deles uma possível solução para o problema considerado. No decorrer do algoritmo, é escolhido um conjunto de potenciais soluções, chamadas de população inicial com 'n' indivíduos. Estas soluções são avaliadas e concorrem entre si, para serem selecionadas para progenitoras duma próxima geração de indivíduos com características que se esperam ser superiores às dos seus progenitores. Pode usar-se ainda um operador genético denominado por mutação, que modifica as características das soluções descendentes.

Os métodos utilizados para se proceder à seleção dos progenitores para posterior cruzamento, são os seguintes [1] :

- Método da Roleta;
- Amostragem universal estocástica;
- Torneio;
- Truncatura

No método da Roleta cada indivíduo possui uma fatia ou área da roleta correspondente à sua medida de desempenho. Quanto melhor o desempenho maior será assim a probabilidade de ser selecionado, quando se fazem os vários lançamentos da roleta.

A Seleção por Amostragem Estocástica, é um método idêntico ao da Roleta com a diferença de todos os indivíduos terem a mesma área na roleta, tendo assim igual probabilidade em serem selecionados [1] [10] .

A Seleção por Torneio é um dos métodos mais utilizados. Escolhe-se aleatoriamente um determinado número de indivíduos da população e o que tiver melhor valor de aptidão é o vencedor do torneio. O número de vezes que o torneio é realizado, corresponde normalmente ao número de indivíduos selecionados. É um método de relativamente fácil de implementar e que não requer grande esforço computacional[1] [10] .

Na seleção por truncatura, os indivíduos são ordenados de acordo com os seus valores de aptidão e serão selecionados os que tiverem melhores características.

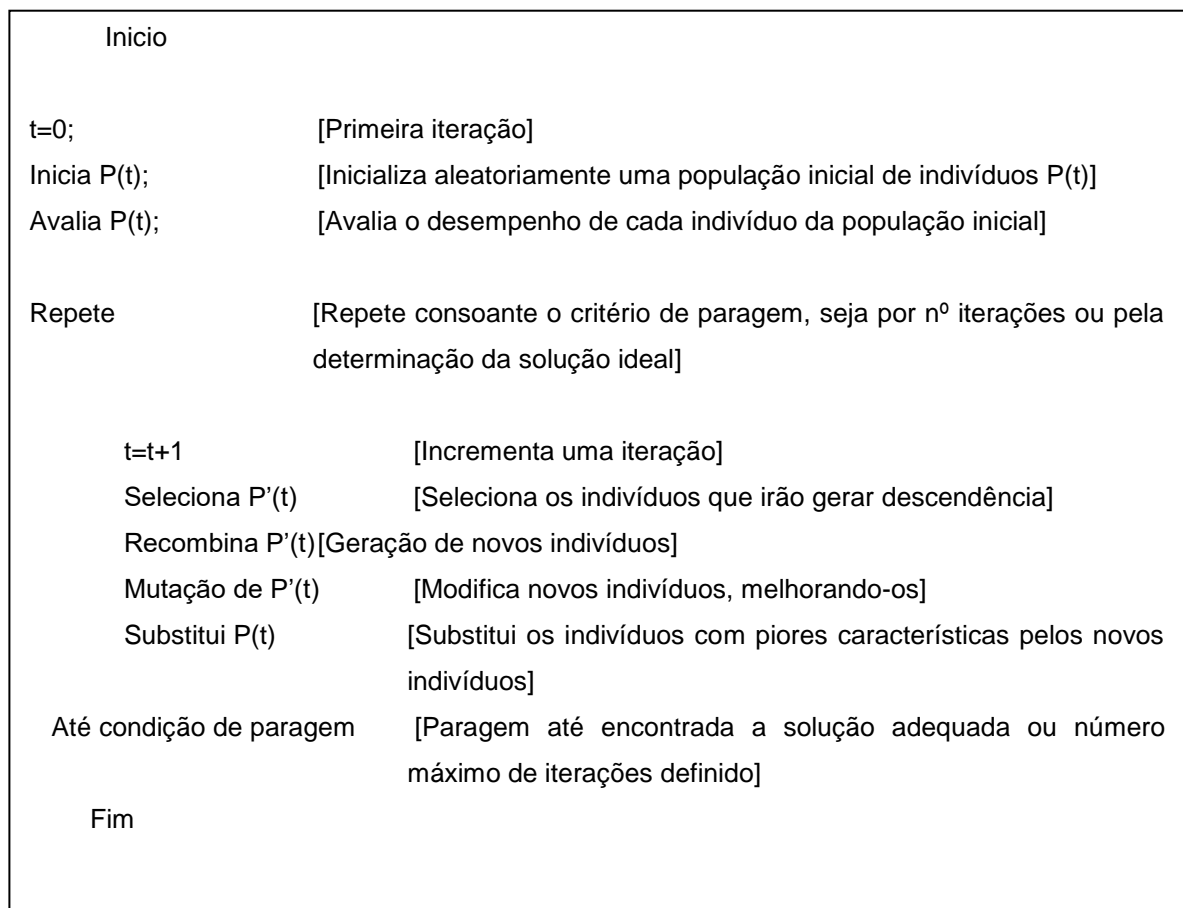
Com a geração de novos indivíduos por cruzamento a população aumenta e para voltar a ter o mesmo número de soluções da população inicial é necessário eliminar algumas soluções. Assim sendo, utilizam-se estratégias para criar uma nova população a partir do conjunto de progenitores e soluções obtidas por cruzamento, que permitem selecionar as melhores soluções. Pretende-se assim que a nova população inicial obtida seja melhor sob o ponto de vista do objetivo que se pretende otimizar [1] [10] .

A dimensão da população é uma dos aspetos mais importantes para o desempenho deste tipo de algoritmos, já que afeta a qualidade das soluções obtidas e o tempo de processamento dos mesmos. Assim sendo, uma população de pequena dimensão tem menor exigência computacional, mas como existe pouca diversidade genética da parte dos seus elementos, pode implicar resultados insatisfatórios ou de fraca qualidade. Uma população de grandes dimensões, como apresenta grande diversidade genética, é mais provável que se apresente melhores soluções, no entanto o tempo de processamento dos algoritmos aumenta [1] [10]

Para que exista a paragem do algoritmo, é necessário definir condições de modo a que o mesmo seja concluído com a apresentação de soluções satisfatórias. As condições de paragem poderão ser as seguintes:

- Encontro da solução ideal, ou de uma “boa solução” (segundo algum critério);
- Número máximo de iterações;
- Determinado número de gerações consecutivas sem melhorias;

Um Algoritmo Genético poderá ser descrito da seguinte forma [1] , [14] :



As Figuras 5.4 e 5.5 representam exemplos dos operadores genéticos recombinação e mutação. No caso da recombinação é gerado um novo indivíduo (descendente D1), com características semelhantes à dos seus progenitores. No caso da mutação, o novo indivíduo é ligeiramente modificado. A alteração efetuada é escolhida de modo aleatório[1] [10] .

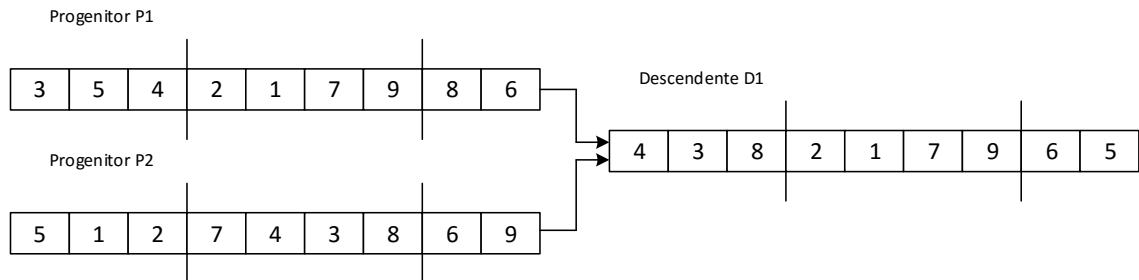


Figura 5.4 – Exemplo de recombinação ou cruzamento

Na Figura 5.4 é representado dum modo genérico a aplicação do operador genético recombinação ou cruzamento. Ambos os progenitores contêm elementos ou características, que nesta figura são designadas genericamente por dígitos entre “1” e “9”. O processo de seleção irá avaliar as melhores características dos progenitores P_1 e P_2 e com essas características formar o novo indivíduo descendente D_1 . Os dígitos contidos no novo indivíduo são assim, considerados os melhores de P_1 e P_2 .

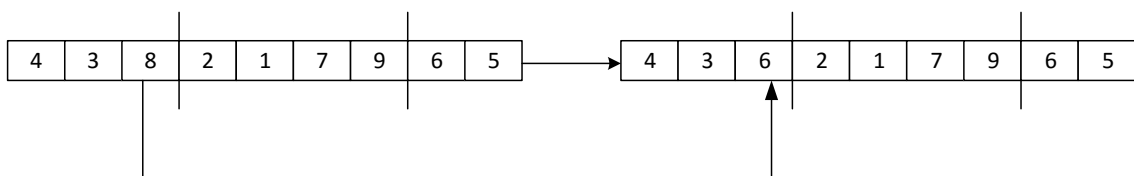


Figura 5.5 – Exemplo de mutação aplicada ao Descendente D_1 .

Figura 5.5 Na Figura 5.5 é representada a aplicação do operador genético mutação. À semelhança da Figura 5.4, também aqui o descendente D_1 é composto por dígitos de “1” a “9” e aleatoriamente o processo escolhe um elemento dessa população descendente, neste caso representado por “8” e modifica-o, transformando-o no dígito “6”, neste caso[1] [10] .

5.5.1. *Non-Dominated Sorting Generic Algorithm (NGSA II)*

Este algoritmo foi desenvolvido por Deb et al. (2000). Trata-se de uma abordagem que se baseia na seleção e classificação de soluções e uma estratégia para preservar a diversidade das mesmas. Na Figura 5.6 apresenta-se o fluxograma deste algoritmo.

O primeiro passo do NSGA-II consiste em gerar, aleatoriamente, uma população inicial P_0 de tamanho N . Esta população é classificada em diferentes níveis de dominância, donde resulta a identificação de várias frentes não dominadas. A cada solução é atribuída um valor de aptidão correspondente ao seu nível de dominância, isto é, a classificação "1" é atribuída às soluções com o menor nível pertencentes à primeira frente não dominada, a classificação "2" à segunda frente não dominada, e o processo continua até se esgotarem todas as frentes.

Em seguida aplica-se um mecanismo de seleção por torneio que se baseia numa técnica de multidões de modo a preservar a diversidade da população e os operadores genéticos cruzamento e mutação de modo a construir uma população de descendentes Q_0 de tamanho N , isto é, de dimensão igual à da população inicial.

Terminada esta fase do algoritmo, inicia-se uma outra fase em que se aplica um processo comum a cada geração t que começa por combinar as duas populações constituídas por progenitores e descendentes. A reunião desta nova população de dimensão $2N$ é define-se por $R_t = P_t \cup Q_t$. As soluções desta nova população R_t são assim sujeitas a avaliação e classificadas por níveis de dominância, resultando na identificação de diferentes frentes não dominadas.

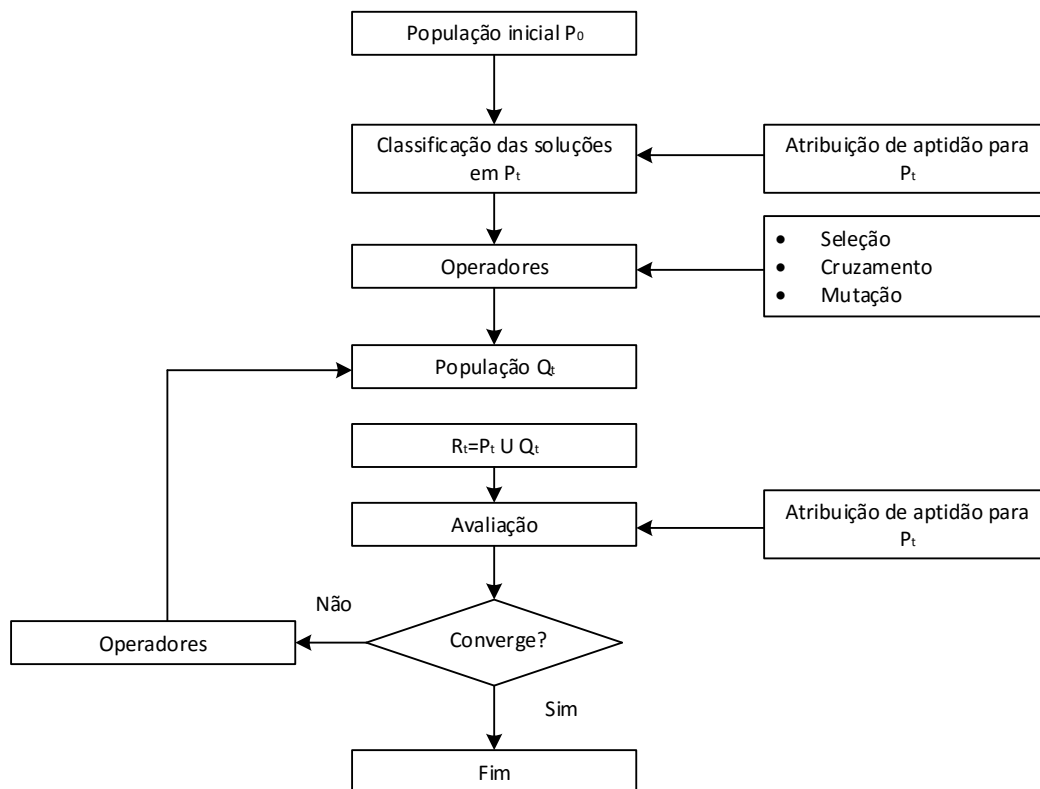


Figura 5.6 – Fluxograma geral do NSGA II [15]

De modo a considerar uma nova população constituída pelas melhores soluções de R_t mas com a mesma dimensão N , da população inicial, vai ser criada a nova população P_{t+1} a partir das várias frentes não dominadas obtidas (de R_t de dimensão $2N$). Adiciona-se a primeiro, a primeira frente, em seguida, a 2ª frente e assim sucessivamente até que as melhores soluções de R_t constituam a população P_{t+1} pretendida. Isto implica que as soluções que sobrarem, sendo as piores, sejam simplesmente ignoradas. No entanto ao considerar-se a última frente possível para completar a nova população, o número de soluções é superior ao espaço disponível para completar P_{t+1} . Deste modo em vez de ignorarem os elementos excedentes, é utilizada uma estratégia baseada em distância de multidões. A Figura 5.7 representa a determinação da nova população de descendentes P_{t+1} . [1] [16] .

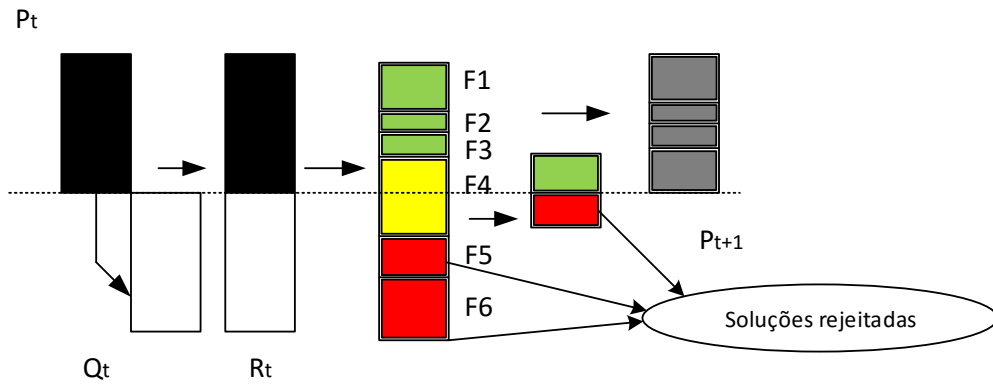


Figura 5.7 – Determinação da nova população P_{t+1} [16]

Por fim é construída a população de descendentes Q_{t+1} , de dimensão N usando uma seleção por torneio baseada na técnica de multidões e os operadores genéticos cruzamento e mutação.

A distância de multidão de uma solução “ i ”, designada por “ d_i ” representa uma estimativa do perímetro formado pelo cuboide cujos vértices são os seus vizinhos, isto é, são constituídos pelas soluções mais próximas da solução “ i ”. A Figura 5.8 representa a distância de multidão para a solução “ i ”. Quanto maior o cuboide, mais afastada se encontra a solução “ i ” da sua vizinhança. As soluções extremas em cada objetivo, a melhor e a pior solução para cada objetivo terão um cuboide infinito [17] .

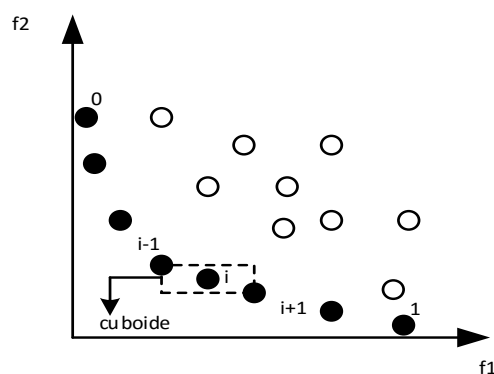


Figura 5.8 – Cálculo da distância de multidão do NGSA II [17]

Quanto à seleção por torneio, considerem-se duas soluções “i” e “j” sujeitas a este tipo de seleção, seja r_i e r_j , o ranking de classificação das soluções “i” e “j”, no que diz respeito às frentes não dominadas e a distância de multidões, “d” uma estimativa da densidade de soluções na vizinhança de “i” e “j”.

Uma solução “i” vence outra solução “j” se:

- A solução i tem um *ranking* melhor, então, $r_i < r_j$.
- Ambas as soluções tem o mesmo *ranking*, mas i tem uma distância de multidões superior a j , então, $r_i = r_j$ e $d_i > d_j$ [1]

5.6. Conclusão

Neste capítulo foi abordado o tema da otimização multiobjetivo para o planeamento de redes de distribuição com sistemas de armazenamento, onde, na maior parte das situações, estamos perante a necessidade em otimizar dois ou mais objetivos distintos, muitas vezes conflituosos entre si.

Com os algoritmos genéticos, nomeadamente o NSGA II, são utilizadas as populações de soluções, no sentido de se criarem novas e melhores soluções, cada vez mais aptas à resolução do problema. Estas soluções, de acordo com os conceitos de dominância, serão agrupadas em várias frentes, em que a frente com o nível mais baixo, a fronteira de Pareto contém as melhores soluções encontradas para o problema.

Capítulo 6

Casos de estudo

6.1. Introdução

Neste capítulo é apresentado o estudo do planeamento de redes radiais com integração de sistemas de armazenamento utilizando o algoritmo NSGA II. Neste âmbito foram utilizadas duas redes de distribuição radiais nomeadamente; uma rede de teste IEEE de 69 barramentos e uma rede real portuguesa de 94 barramentos.

O cálculo do trânsito de potência é calculado em ambiente Matlab. Serão apresentados os perfis de tensão de cada uma das redes antes e depois da instalação de baterias. Serão também apresentados como resultados as perdas e custos da energia elétricas das respetivas redes. Nos cálculos foram considerados vários cenários de carga, uma vez que a potência solicitada pelas cargas é variável ao longo de cada dia. Neste caso foram considerados três períodos, ou seja, os designados por horas de ponta, horas de cheio e horas de vazio. Também serão apresentadas as melhores soluções obtidas com a metodologia de otimização proposta. Através dos resultados obtidos será possível verificar que a introdução dos sistemas de armazenamento de energia elétrica permite reduzir o desequilíbrio do diagrama de carga ao longo do dia, obtendo-se deste modo um melhor perfil de tensão e redução de perdas no período de ponta, assim como, obter ganhos relativamente ao custo da energia no final do dia.

6.2. Característica do diagrama de carga e sistema de armazenamento

O diagrama de cargas ao longo do dia não é constante, verificando-se que em certas horas do dia ocorre uma maior solicitação de potência dos consumidores ligados à rede.

Tendo em conta este fator, assim como os diagramas de carga típicos nas redes de distribuição, forma considerados três períodos distintos. O período de ponta onde ocorre maior consumo de energia assim como as maiores quedas de tensão nos barramentos. É neste período que o custo da energia elétrica é mais elevado. O período de vazio é referente às horas em que existe menor solicitação de potência, existindo assim correntes de menor intensidade em circulação o que implica menores quedas de tensão nas linhas e barramentos.

O período de cheias, no qual se situam as horas intermédias entre a ponta e o vazio, apresentam valores intermédios de potência e de tensões.

Relativamente aos períodos horários associados ao diagrama de carga considerado neste trabalho, utilizou-se a informação disponível em www.edpsu.pt relativa aos horários de média tensão no inverno. Os períodos horários são classificados em horas de ponta, horas cheias e horas de vazio da seguinte forma:

- **Horas de Ponta:**

Das 09h30m às 11h30m;

Das 19h00m às 21h00m;

Número de horas de Ponta diárias: 4 Horas

- **Horas Cheias:**

Das 08h00m às 09h30m;

Das 11h30m às 19h00m;

Número de horas de Cheias diárias: 10 Horas

▪ Horas de Vazio:

Das 22h00m às 08h00m

Número de horas de Cheias diárias: 10 Horas

Com a informação prestada em cima e considerando a potência constante em cada um dos períodos considerados, de modo a simplificar os cálculos, apresenta-se na Figura 6.1 o diagrama de carga utilizado neste trabalho.

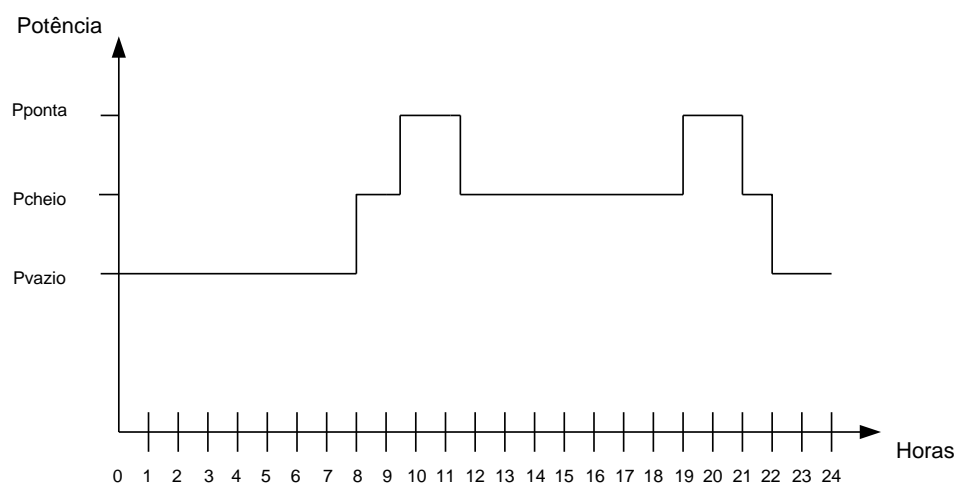


Figura 6.1 – Diagrama de Carga diário

Este trabalho tem por objetivo determinar os melhores locais para se proceder a uma compensação da potência de ponta de modo a minimizar as perdas de energia nas linhas de transmissão. Esta compensação é realizada através da instalação de grupos de baterias nos locais a definir e considera-se apenas no período da ponta, no qual existem maiores perdas na rede e quando o preço da energia é mais elevado. Assim, como se referiu nos capítulos precedentes, as baterias serão carregadas no período de vazio, quando normalmente existe excesso de produção, proveniente de sistemas renováveis.

É, no entanto, necessário estabelecer limites na instalação de baterias, de modo a controlar custos e eficiência do próprio sistema. Ou seja, se no limite se optasse pela instalação de baterias em todos os barramentos, este tipo de solução não teria qualquer interesse prático. Em qualquer uma das redes foi definido que o número máximo de barramento a receber grupos de baterias será de 25, sendo as mesmas divididas em três escalões. A Tabela 6.1 apresenta a potência e o custo das baterias a instalar.

Tabela 6.1 – Escalões das baterias [22]

Escalão	Potência [kW]	Custo[€]
1	5	20.500
2	10	45.000
3	15	67.000

Na Tabela 6.2 são apresentados os custos da energia correspondentes a cada período horário. Estes valores foram retirados do tarifário de venda de energia elétrica em média tensão disponibilizado pela ERSE [18] .

Tabela 6.2 – Custo da Energia Ativa

Período horário		Custo [€/kWh]
Ponta	4h	0,1297
Cheio	10h	0.0970
Vazio	10h	0.070

6.3. Rede de teste IEEE de 69 barramentos

A rede de distribuição radial IEEE de 69 barramentos, apresentada na Figura 6.2, tal como o nome indica, é uma rede de teste utilizada para investigação. Trata-se de uma rede alimentada apenas por uma subestação, designada por S/S, a qual serve de alimentador de um ramo principal, que por sua vez se ramificará por sete ramos laterais. Tal como em qualquer rede distribuição, em muitos dos barramentos, estão associadas cargas a solicitar diversos valores de potência. As características desta rede são apresentadas no Anexo I

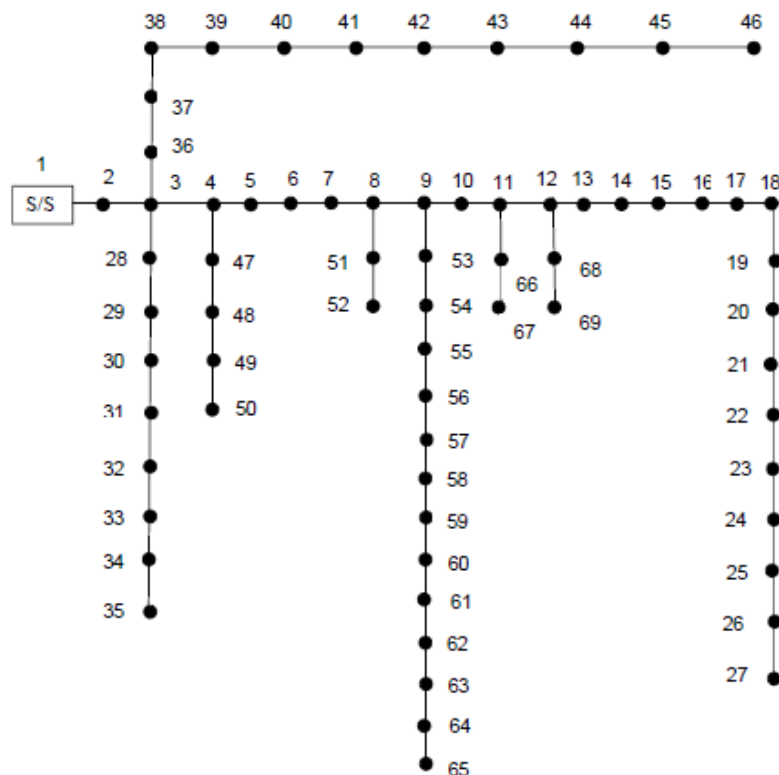


Figura 6.2 - Rede de teste IEEE de 69 barramentos [19]

A Figura 6.3 ilustra os perfis de tensão da rede IEEE de 69 barramentos para as situações de Ponta, Cheio e Vazio, sem se considerar a situação de baterias instaladas. O cálculo das tensões nos barramentos foram obtidos através do cálculo do trânsito de potência como descrito em 4.3.1.

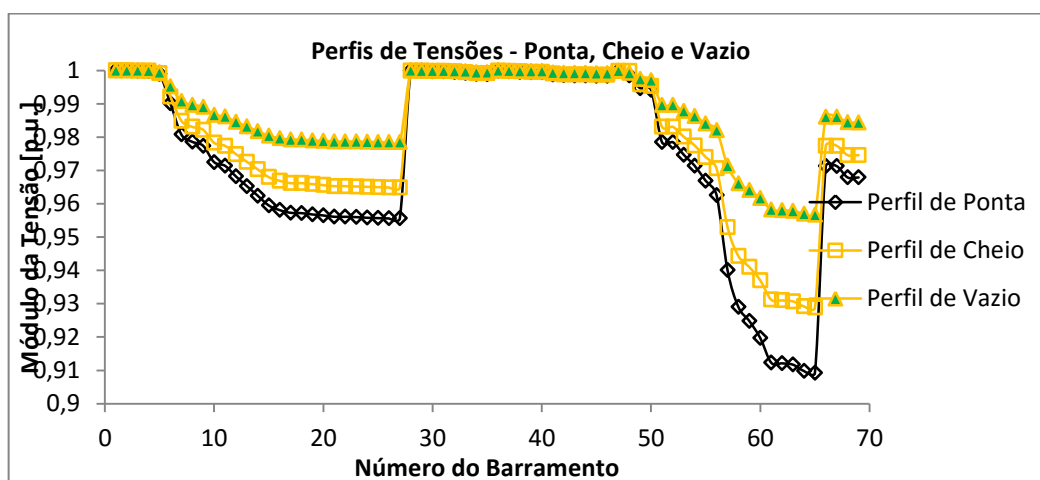


Figura 6.3 – Perfis de tensão nas situações de Ponta, Cheio e vazio

Analisando gráfico da Figura 6.3 verifica-se que quanto mais afastado está determinado barramento da geração, ou subestação, maior é a queda de tensão que apresenta. De facto pode observar-se que nos primeiros 5 barramentos os respetivos níveis de tensão são ainda bastante próximos de 1 p.u. e vão baixando sempre até ao barramento numero 27. A partir do barramento numero 28, por se localizar na proximidade da geração, o nível de tensão volta a estar próximo de 1 p.u. Este comportamento ocorre nas situações de ponta, cheio e vazio, observando-se no entanto que a situação de ponta é onde ocorrem os níveis de tensão mais baixos. O contrário se passa na situação de vazio, pois como a potência solicitada à rede é menor, implica menores quedas de tensão.

As horas de ponta apresentam o período com maiores quedas de tensão, uma vez que é quando há maior solicitação de potência, ou maior procura de energia elétrica. Também é nesse período que se verifica que a energia é mais cara. Tendo em consideração todos estes factos será esse o período adotado para se colocar em descarga a energia acumulada pelas baterias no período do vazio.

Tal como foi referido anteriormente, as soluções foram obtidas com recurso ao algoritmo de otimização NSGA-II, tendo como objetivos a redução das perdas e do custo associado à instalação das baterias. A Figura 6.4 apresenta as soluções não dominadas (fronteira de pareto) para as duas funções objetivo referidas.

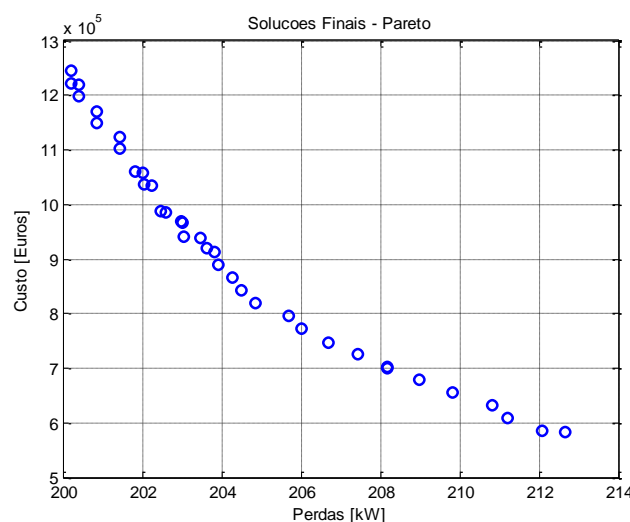


Figura 6.4 – Frente de Pareto obtida com o NGSAll para a rede de 69 barramentos

Através da Tabela 6.3 é possível verificar quais os barramentos onde irão ser colocados os sistemas de armazenamento.

Tabela 6.3 – Caracterização das soluções não dominadas: barramentos com baterias

Solução	Localizações - Barramentos com Baterias																								
1	14	17	20	21	23	26	27	30	33	42	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
2	7	14	17	20	21	23	26	27	42	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
3	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
4	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
5	7	14	17	20	21	23	26	27	42	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
6	14	17	20	21	23	26	27	30	33	42	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
7	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
8	3	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
9	4	7	14	17	20	21	23	26	27	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
10	7	14	17	20	21	23	26	27	42	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
11	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
12	4	7	14	17	20	21	23	26	27	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
13	7	14	17	20	21	23	26	27	42	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
14	3	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
15	7	14	17	20	21	23	26	27	42	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
16	3	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
17	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
18	14	17	20	21	23	26	27	30	33	42	51	52	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
19	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	54	55	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
20	7	14	17	20	21	23	26	27	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
21	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	54	55	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
22	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
23	14	17	20	21	23	26	27	40	42	51	52	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
24	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
25	4	7	14	17	20	21	23	26	27	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
26	4	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
27	4	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
28	4	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
29	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	54	55	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
30	14	17	20	21	23	26	27	30	33	42	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
31	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	54	55	57	58	59	60	61	62	63	64	65	67	68
32	3	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
33	4	7	14	17	20	21	23	26	27	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	68
34	4	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
35	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65
36	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	55	56	57	58	59	60	61	62	63	65	67	68

As soluções representadas da Tabela 6.3 apenas permitem identificar quais os barramentos selecionados para a instalação de baterias em cada solução.

Na Tabela 6.4 apresentam-se os escalões das baterias a colocar em cada barramento, assim como, as perdas e os custos associados a cada solução.

Tabela 6.4 - Atribuição de escalões, Perdas e Custos às soluções não dominadas.

Solução	Escalões - Barramentos com Baterias																											Perdas [kW]	Custo [€]
1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	3	2	3	3	2	3	2	3	203,92	889 500			
2	1	1	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	3	3	2	3	3	2	203,62	919 000			
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	3	204,84	818 500			
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	1	3	2	1	207,43	725 500			
5	1	2	2	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	3	1	3	2	3	3	2	3	2	3	202,48	987 500			
6	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	3	204,5	843 000			
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	1	206,01	772 000			
8	2	2	2	3	2	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	3	1	3	2	3	3	2	3	2	3	200,85	1 149 000		
9	1	1	2	1	2	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	2	3	3	2	3	2	3	202,61	985 000		
10	1	2	2	2	1	2	2	1	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	201,83	1 061 000		
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	1	2	3	1	1	208,98	679 000			
12	1	1	2	1	2	2	1	1	3	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	3	3	2	3	3	2	203	965 500		
13	1	2	2	2	1	2	2	1	1	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	202,04	1 036 500		
14	2	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	200,41	1 198 000	
15	1	2	2	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	3	203,06	941 000			
16	2	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	200,2	1 222 500	
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2	3	1	1	209,82	654 500			
18	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	1	205,7	796 500			
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	1	3	1	1	208,19	701 000			
20	1	2	2	2	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	3	3	2	3	3	2	202,99	968 000		
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	206,7	747 500			
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	203,82	914 000		
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2	3	1	1	210,83	632 500			
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2	3	1	1	211,21	608 000			
25	1	1	2	1	2	2	1	1	3	1	1	1	2	2	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	202,01	1 058 500		
26	3	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	3	201,42	1 124 500			
27	3	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	2	3	3	2	3	2	3	200,85	1 171 000		
28	3	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	200,2	1 244 500	
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	2	2	3	1	1	208,17	703 500			
30	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	203,48	938 500		
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2	2	1	1	212,09	586 000			
32	2	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	3	2	3	3	2	3	2	3	201,42	1 102 500			
33	1	1	2	1	2	2	1	1	3	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3	202,26	1 034 000		
34	3	2	2	3	2	3	3	3	3	1	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	200,41	1 220 000		
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	3	2	3	3	2	3	2	3	204,26	865 000		
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	3	1	1	212,68	583 500			

Pela Tabela 6.3, é possível verificar que as soluções com menores perdas têm custos associados mais elevados e vice-versa, confirmando-se deste modo que não é possível melhorar uma função objetivo sem piorar a outra.

Com base na Tabela 6.4 e na frente de Pareto da Figura 6.4, a solução para o mínimo de perdas é 200,20kW associado a um custo de 1.244.500€, e a solução de mínimo de custo apresenta perdas de 212,09kW de perdas e tem um custo de 586.000€. Percentualmente, entre a solução de mínimo de perdas e a solução de mínimo de custo, existe uma variação de 5,9% no objetivo perdas e 112,4% para o objetivo custo. Assim sendo, no caso desta rede, uma redução de apenas 12kW implica mais do dobro do investimento.

Cada uma das soluções da fronteira de Pareto está associada à localização e tamanho dos sistemas de armazenamento na rede de distribuição, que conduz à minimização das funções objetivo. As tabelas 6.5, 6.6 e 6.7, apresentam a localização, escalão do sistema de armazenamento, perdas e custos para três soluções, ou seja, as melhores do ponto de vista de cada uma das funções objetivo e uma intermédia.

Tabela 6.5 – Caracterização da solução 28 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo

SOLUÇÃO 28																											
Localização	4	14	17	20	21	23	26	27	38	48	50	51	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65		
Escalão	3	2	2	3	2	3	3	3	1	1	1	1	2	2	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3		
Perdas	200,2kW																										
Custo	1 244 500 €																										

Tabela 6.6 – Caracterização da solução 36 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo

SOLUÇÃO 36																											
Localização	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	55	56	57	58	59	60	61	62	63	65	67	68		
Escalão	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	3	1	1		
Perdas	212,68kW																										
Custo	583 500 €																										

Tabela 6.7 – Caracterização da solução 22 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo

SOLUÇÃO 22																											
Localização	14	17	20	21	23	26	27	40	42	48	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65		
Escalão	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	3	2	2	2	1	3	3	2	3	3	3		
Perdas	203,82kW																										
Custo	914 000 €																										

Nas Figuras 6.5, 6.6 e 6.7, ilustra-se a rede IEEE de 69 barramentos, destacando os locais de compensação para as três soluções.

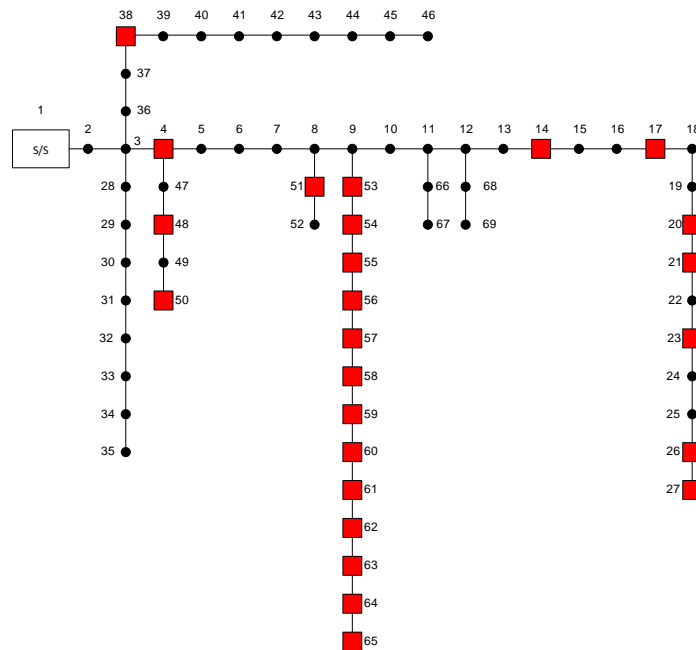


Figura 6.5 – Rede de 69 barramentos com a localização das baterias para a solução de menores perdas-Solução 28

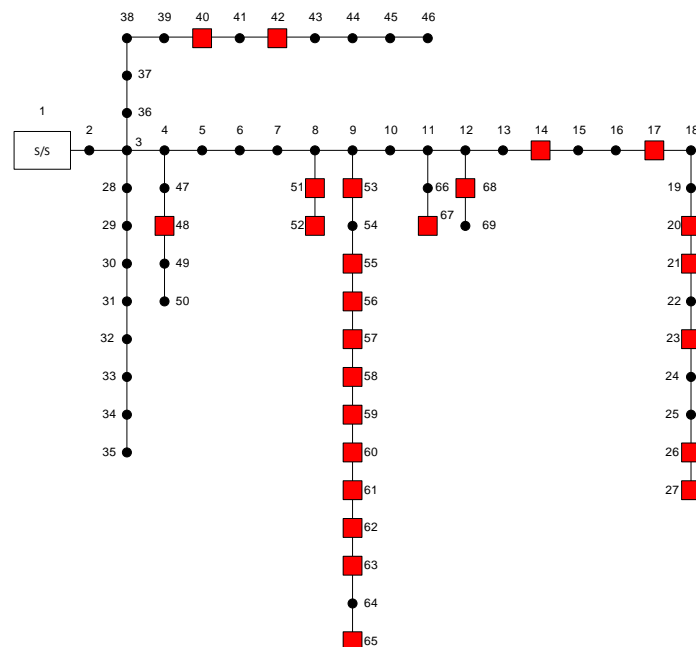


Figura 6.6 – Rede de 69 barramentos com a localização das baterias para a solução de menor Custo-Solução 36

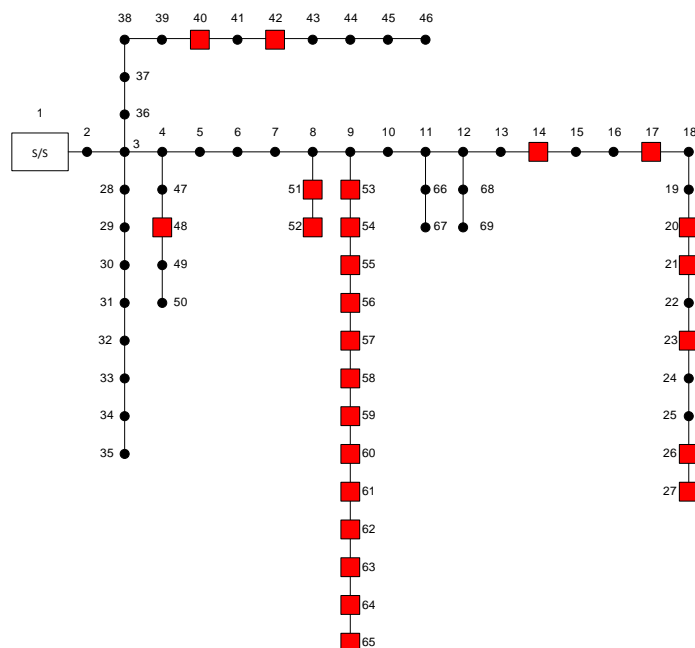


Figura 6.7 – Rede de 69 barramentos com a localização das baterias para uma solução intermédia – Solução 22

Para as soluções mínimas de cada objetivo (mínimo de custos e mínimo de perdas) foi, também efetuado o calculo para determinar os respetivos perfis de tensões. A Figura 6.8 ilustra os perfis de tensões nos barramentos para a solução de mínimo de perdas (a vermelho), para o mínimo de custo (a verde), e sem se considerar a existência de baterias, a preto.

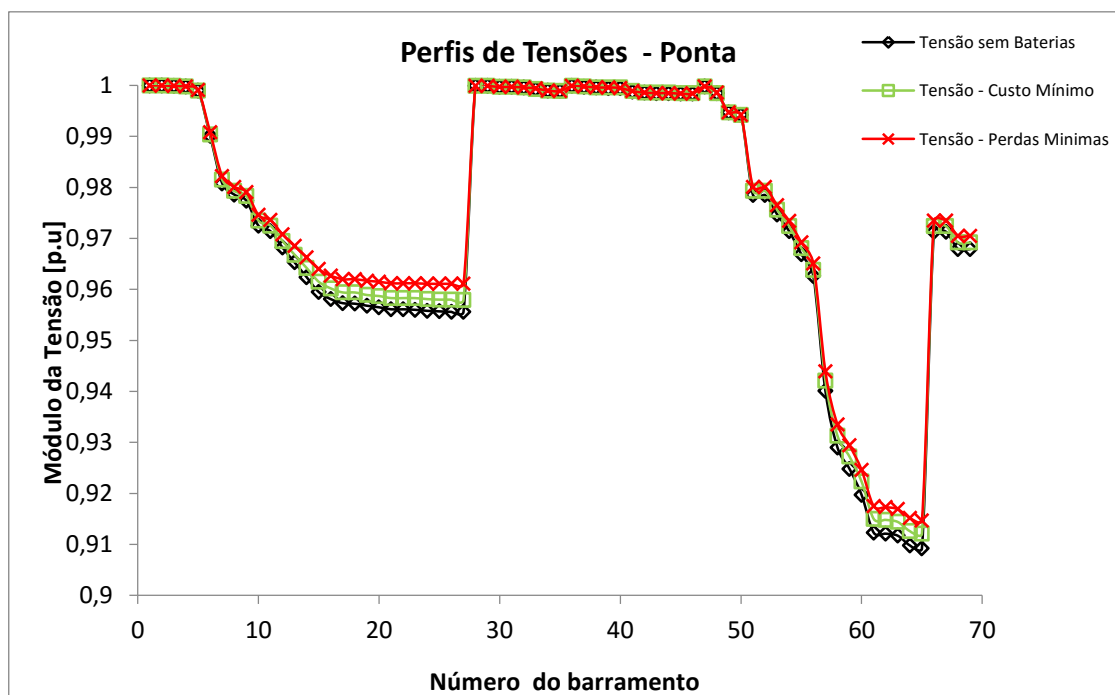


Figura 6.8 - Comparação dos perfis de tensões na situação de Ponta

Analisando o gráfico da Figura 6.8 verifica-se que, o caso que apresenta o melhor perfil de tensão, ou seja o que mais se aproxima de 1p.u., é o perfil para a solução de menores perdas (a vermelho). Para a solução de baterias com menor custo (a verde) não será o melhor perfil de tensão, mas ainda assim é melhor do que a situação sem baterias. Também se pode observar que nos barramentos próximos da geração, a variação do nível de tensão é quase impercetível, já que a distancia desses barramentos à subestação é reduzida, originando deste modo menores perdas.

De facto, pela equação (4.6), pode-se verificar que a diminuição das perdas nas linhas de transmissão proporciona um aumento do nível de tensão.

A partir dos resultados obtidos é possível efetuar uma análise ao longo de um mês e efetuar uma comparação entre os três casos: sem baterias, pior solução com baterias e a melhor solução com baterias.

Nas tabelas 6.8 e 6.9, apresentam-se os valores do custo da energia absorvida pela rede, custo da energia associada às perdas nas linhas, valor das perdas, potência e energia absorvida pela rede para as soluções não dominadas.

Conforme é possível verificar por estes resultados, a solução 28 é a que apresenta as menores perdas e custo, enquanto que a solução 36 está associada às maiores perdas e custo.

Tabela 6.8 - Resultados obtidos associados às soluções não dominadas

Solução	Custo Energia Absorvida Rede [€]		Custo Energia de perdas[€]		Perdas[kW]		Potencia Absorvida Rede[kW]		Energia Absorvida Rede[kWh]	
	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio
1	55 974,21	41 636,60	3 173,88	1 165,60	203,92	55,51	3 596,39	1 982,70	431 566,80	594 808,50
2	55 896,39	41 678,60	3 169,19	1 167,23	203,62	55,58	3 591,39	1 984,70	430 966,80	595 408,50
3	56 207,67	41 510,60	3 188,18	1 161,61	204,84	55,32	3 611,39	1 976,70	433 366,80	593 008,50
4	56 518,95	41 342,60	3 228,47	1 151,01	207,43	54,81	3 631,39	1 968,70	435 766,80	590 608,50
5	55 662,93	41 804,60	3 151,42	1 172,18	202,48	55,82	3 576,39	1 990,70	429 166,80	597 208,50
6	56 129,85	41 552,60	3 182,89	1 163,12	204,50	55,39	3 606,39	1 978,70	432 766,80	593 608,50
7	56 363,31	41 426,60	3 206,41	1 156,78	206,01	55,09	3 621,39	1 972,70	434 566,80	591 808,50
8	55 118,19	42 098,60	3 126,02	1 180,37	200,85	56,21	3 541,39	2 004,70	424 966,80	601 408,50
9	55 662,93	41 804,60	3 153,36	1 171,90	202,61	55,81	3 576,39	1 990,70	429 166,80	597 208,50
10	55 429,47	41 930,60	3 141,23	1 175,05	201,83	55,96	3 561,39	1 996,70	427 366,80	599 008,50
11	56 674,59	41 258,60	3 252,51	1 144,82	208,98	54,52	3 641,39	1 964,70	436 966,80	589 408,50
12	55 740,75	41 762,60	3 159,52	1 170,16	203,00	55,72	3 581,39	1 988,70	429 766,80	596 608,50
13	55 507,29	41 888,60	3 144,57	1 174,10	202,04	55,91	3 566,39	1 994,70	427 966,80	598 408,50
14	54 962,55	42 182,60	3 119,21	1 182,30	200,41	56,30	3 531,39	2 008,70	423 766,80	602 608,50
15	55 818,57	41 720,60	3 160,38	1 169,69	203,06	55,70	3 586,39	1 986,70	430 366,80	596 008,50
16	54 884,73	42 224,60	3 115,89	1 183,25	200,20	56,35	3 526,39	2 010,70	423 166,80	603 208,50
17	56 752,41	41 216,60	3 265,62	1 141,50	209,82	54,36	3 646,39	1 962,70	437 566,80	588 808,50
18	56 285,49	41 468,60	3 201,59	1 158,16	205,71	55,15	3 616,39	1 974,70	433 966,80	592 408,50
19	56 596,77	41 300,60	3 240,27	1 147,96	208,19	54,67	3 636,39	1 966,70	436 366,80	590 008,50
20	55 740,75	41 762,60	3 159,37	1 170,17	202,99	55,72	3 581,39	1 988,70	429 766,80	596 608,50
21	56 441,13	41 384,60	3 217,10	1 153,97	206,70	54,95	3 626,39	1 970,70	435 166,80	591 208,50
22	55 896,39	41 678,60	3 172,24	1 165,99	203,82	55,52	3 591,39	1 984,70	430 966,80	595 408,50
23	56 830,23	41 174,60	3 281,31	1 137,60	210,83	54,17	3 651,39	1 960,70	438 166,80	588 208,50
24	56 908,05	41 132,60	3 287,28	1 136,01	211,21	54,10	3 656,39	1 958,70	438 766,80	587 608,50
25	55 429,47	41 930,60	3 144,01	1 174,57	202,01	55,93	3 561,39	1 996,70	427 366,80	599 008,50
26	55 196,01	42 056,60	3 134,91	1 177,87	201,42	56,09	3 546,39	2 002,70	425 566,80	600 808,50
27	55 040,37	42 140,60	3 126,00	1 180,38	200,85	56,21	3 536,39	2 006,70	424 366,80	602 008,50
28	54 806,91	42 266,60	3 115,87	1 183,26	200,20	56,35	3 521,39	2 012,70	422 566,80	603 808,50
29	56 596,77	41 300,60	3 240,01	1 148,03	208,17	54,67	3 636,39	1 966,70	436 366,80	590 008,50
30	55 818,57	41 720,60	3 166,97	1 167,51	203,48	55,60	3 586,39	1 986,70	430 366,80	596 008,50
31	56 985,87	41 090,60	3 301,04	1 132,55	212,09	53,93	3 661,39	1 956,70	439 366,80	587 008,50
32	55 273,83	42 014,60	3 134,93	1 177,87	201,42	56,09	3 551,39	2 000,70	426 166,80	600 208,50
33	55 507,29	41 888,60	3 147,91	1 173,47	202,26	55,88	3 566,39	1 994,70	427 966,80	598 408,50
34	54 884,73	42 224,60	3 119,19	1 182,30	200,41	56,30	3 526,39	2 010,70	423 166,80	603 208,50
35	56 052,03	41 594,60	3 179,16	1 164,08	204,26	55,43	3 601,39	1 980,70	432 166,80	594 208,50
36	56 985,87	41 090,60	3 310,10	1 130,36	212,68	53,83	3 661,39	1 956,70	439 366,80	587 008,50

 Pior solução Com Baterias


 Melhor solução com Baterias

Tabela 6.9 – Resultados obtidos sem Baterias

Análise	Ponta	Vazio	Total
Custo Energia Absorvida Rede [€]	62 665,58	40 997,89	103 663,47
Custo Energia de perdas [€]	3 500,75	1 083,30	4 584,05
Perdas [kW]	224,93	51,59	276,52
Potencia Absorvida [kW]	4 026,32	1 952,28	5 978,6
Energia Absorvida [kWh]	483 157,92	585 684,18	1 068 842,1

A Figura 6.9 ilustra um gráfico com a informação do custo da Energia para a situação de ponta e para a situação de vazio. De acordo com a Tabela 6.2, e do gráfico da Figura 6.9, verifica-se que existe uma redução dos custos associados ao consumo de energia nos períodos de vazio e um aumento dos custos nos períodos de ponta.

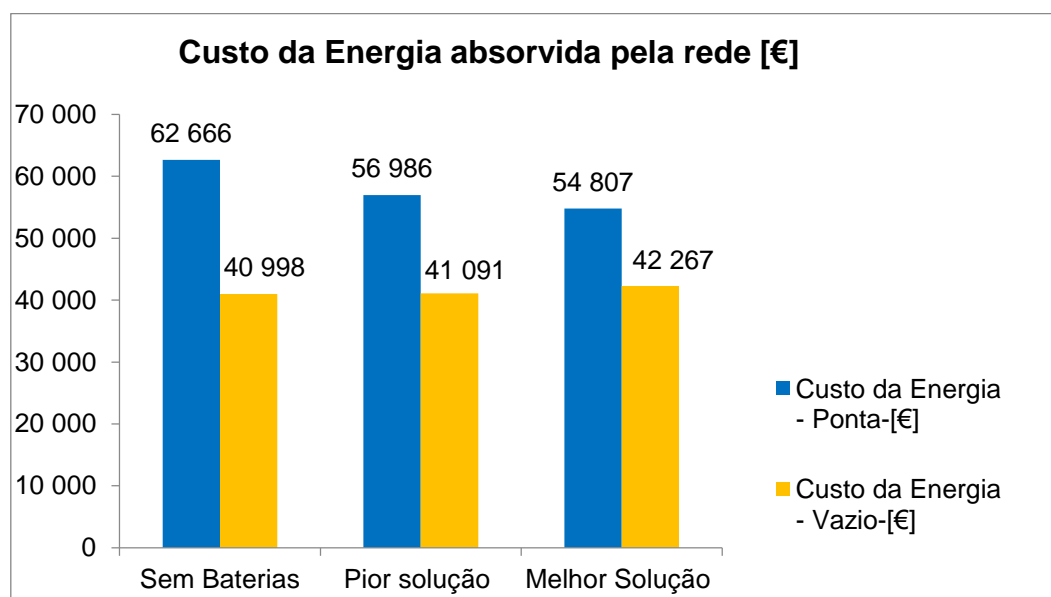


Figura 6.9 – Custo da Energia absorvida pela rede na situação de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos

Analisando a diferença entre o custo de energia sem baterias e o custo da energia com a pior solução compensada, do ponto de vista do custo de energia, verifica-se que se obtém uma poupança de 5.680€. No entanto analisando a diferença entre o custo da energia sem baterias e o custo da energia com a melhor solução com baterias verifica-se que o ganho é superior (7.859€). Percentualmente o ganho associado à pior solução com baterias é de 9,1%, enquanto que este ganho para a melhor solução com baterias é de 12,5%.

Como foi referido estes resultados representam os custos associados a um período de 30 dias, pelo que irá existir uma poupança anual de 68.160€ relativamente à pior solução com baterias e uma poupança anual de 94.308€ relativamente à melhor solução com baterias

O gráfico da Figura 6.10 ilustra as perdas nas linhas de transmissão da rede de 69 barramentos nas situações de ponta e de vazio. Neste gráfico verifica-se uma grande diferença de perdas entre estes dois cenários de carga, motivada pela redução de correntes em circulação (no caso do vazio). É também interessante analisar as diferenças nas perdas quando se aborda a questão da compensação. Também neste gráfico é considerado o cálculo das perdas sem se considerar a instalação de baterias e o cálculo das perdas para a melhor e a pior solução de compensação. Verifica-se neste caso, que com a instalação de baterias é possível obter uma redução de 12kW em perdas nas linhas para a pior solução com baterias, e consegue-se uma redução de 25kW em perdas para a melhor solução compensada.

Percentualmente a redução de perdas nas linhas é de 5,3% relativamente à pior solução com baterias, enquanto que para a melhor solução com baterias, a redução é de 11,1%.

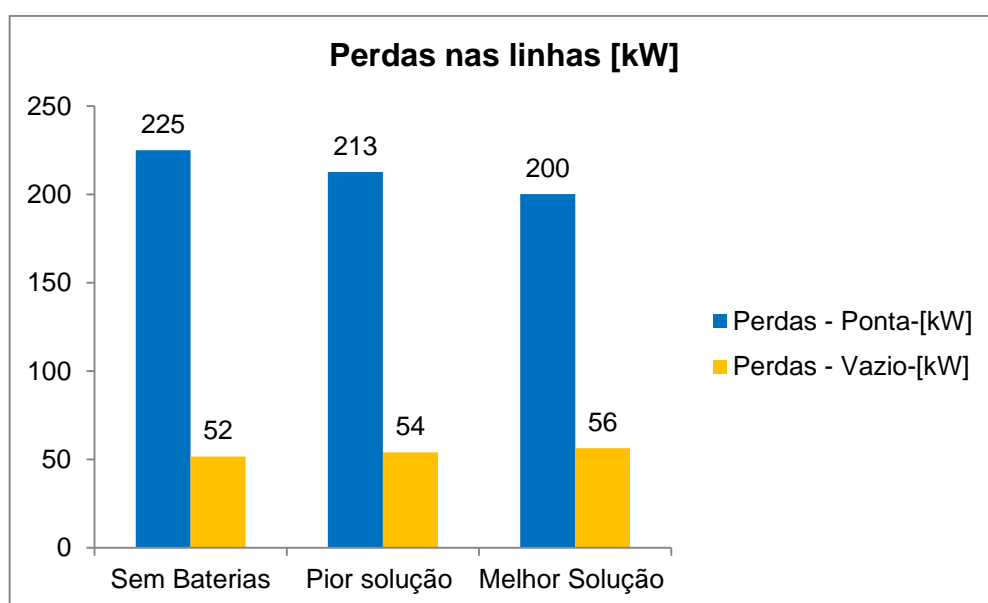


Figura 6.10 – Perdas nas linhas associadas às situações de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos

O gráfico da Figura 6.11 ilustra a Potência absorvida pela rede nas situações de ponta e de vazio sem baterias e para a melhor e pior solução de compensação.

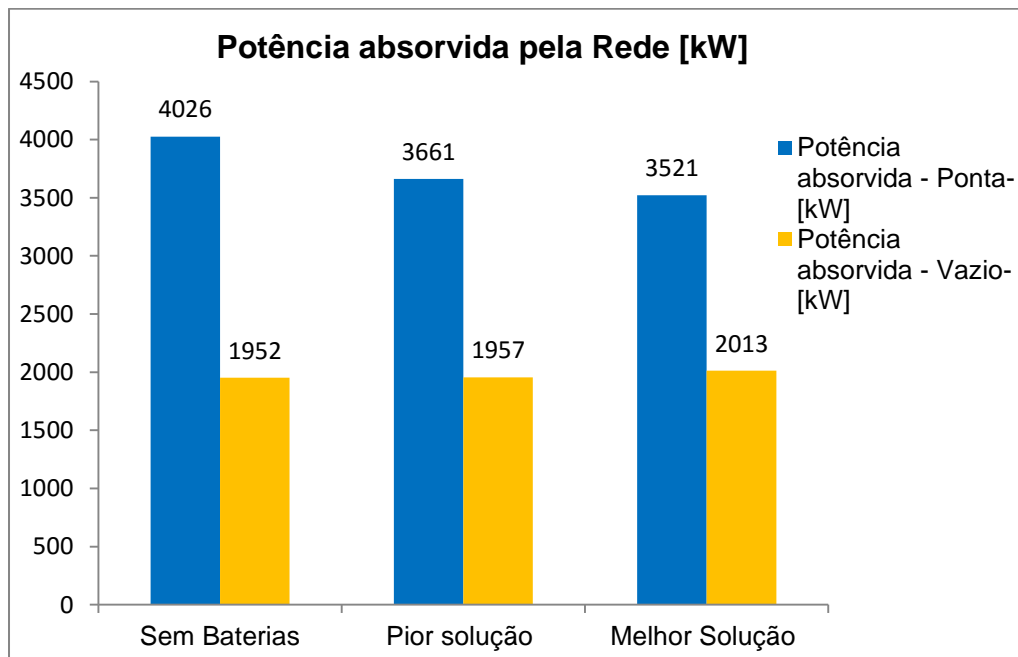


Figura 6.11 – Potência absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos

Analisando a Figura 6.11, verifica-se a redução da potência de ponta absorvida pela rede quando se compara a situação sem baterias com qualquer uma das situações com armazenamento. A melhor solução com armazenamento é aquela em que, se verifica a maior redução de potência de ponta, quando comparada com a situação sem baterias. A redução é cerca de 505kW e percentualmente representa uma redução de 12,5%.

No período de vazio, pelo contrário, existe um aumento na potência absorvida pela rede. Na situação sem armazenamento a potência absorvida é de 1952kW e na melhor solução com armazenamento é 2013kW. Isto representa um aumento de 61kW numa percentagem de 3,1%.

Uma vez que a compensação apenas é feita para a situação de ponta, a potência absorvida no período de cheio não varia, no entanto, pode-se observar que os valores das potências de ponta e de vazio se aproximam quando se compara a situação sem armazenamento com as duas soluções com armazenamento em estudo. Relativamente à situação de ponta, a potência absorvida diminui na pior solução com armazenamento e apresenta o valor mais baixo na melhor solução com armazenamento. Relativamente à situação de vazio acontece o inverso, ou seja, o valor da potência absorvida aumenta na pior solução com armazenamento e apresenta o valor mais elevado na melhor solução com armazenamento.

Na situação sem armazenamento, a diferença entre as potências de ponta e vazio é cerca de 2074kW. Na pior solução com armazenamento esta diferença é cerca de 1704kW e na melhor solução com armazenamento a diferença entre as duas potências é cerca de 1508kW. Deste modo, como os valores das potências de ponta e de vazio tendem a aproximar-se, significa que o diagrama de carga tende a tornar-se mais equilibrado ao longo do dia.

O gráfico da Figura 6.12 ilustra a energia absorvida pela rede nas situações de ponta e de vazio sem baterias e para a melhor e pior solução de compensação.

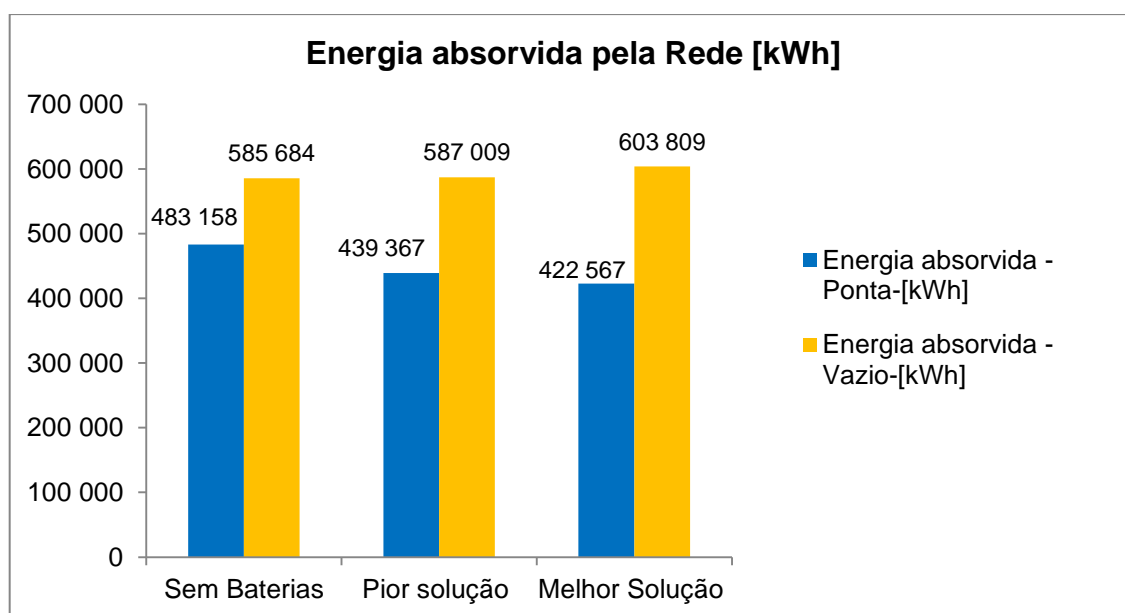


Figura 6.12 – Energia absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 69 barramentos

Analisando o gráfico da Figura 6.12, observa-se uma discrepância considerável entre a energia absorvida no período de ponta e a energia absorvida no período de vazio. Tal acontece porque o número de horas de vazio é mais do dobro das horas de ponta e sendo a energia determinada pelo produto da potência pelo tempo, é normal que a rede absorva mais energia em período de vazio.

A melhor solução compensada é aquela em que, se verifica a maior redução na energia absorvida pela rede no período de ponta. A redução é cerca de 60.591kWh e percentualmente representa uma redução de 12,5%. Na pior solução com baterias, a redução é cerca de 43.791kWh, numa percentagem de 9,1%.

No período de vazio, pelo contrário, existe um aumento da energia absorvida pela rede. Na situação sem baterias existe um consumo de 585.684kWh e na melhor solução com baterias o consumo de energia é de 603.809kWh, o que representa um aumento de 18.125kWh, numa percentagem de 3,1%. Na pior solução com baterias, o consumo é cerca de 587.009kWh, o que significa um aumento de 1.325kWh, numa percentagem de 0,23%.

Contrariamente à potência absorvida, pode-se observar que os valores da energia absorvida nos períodos de ponta e de vazio se afastam quando se compara a situação sem baterias com as duas soluções com baterias em estudo. É assim demonstrado que a energia que é reduzida nos períodos de ponta é “transferida” para os períodos de vazio.

Relativamente à situação de ponta, a energia absorvida diminui na pior solução compensada e apresenta o valor mais baixo na melhor solução compensada. Relativamente à situação de vazio, acontece o inverso, isto é, o valor da energia absorvida aumenta na pior solução com baterias e apresenta o valor mais elevado na melhor solução com baterias.

6.4. Rede Portuguesa de 94 barramentos

Para além da rede de teste apresentada no ponto anterior, a abordagem proposta também foi testada numa rede real Portuguesa de distribuição radial de 94 barramentos, conforme apresentada na Figura 6.13.

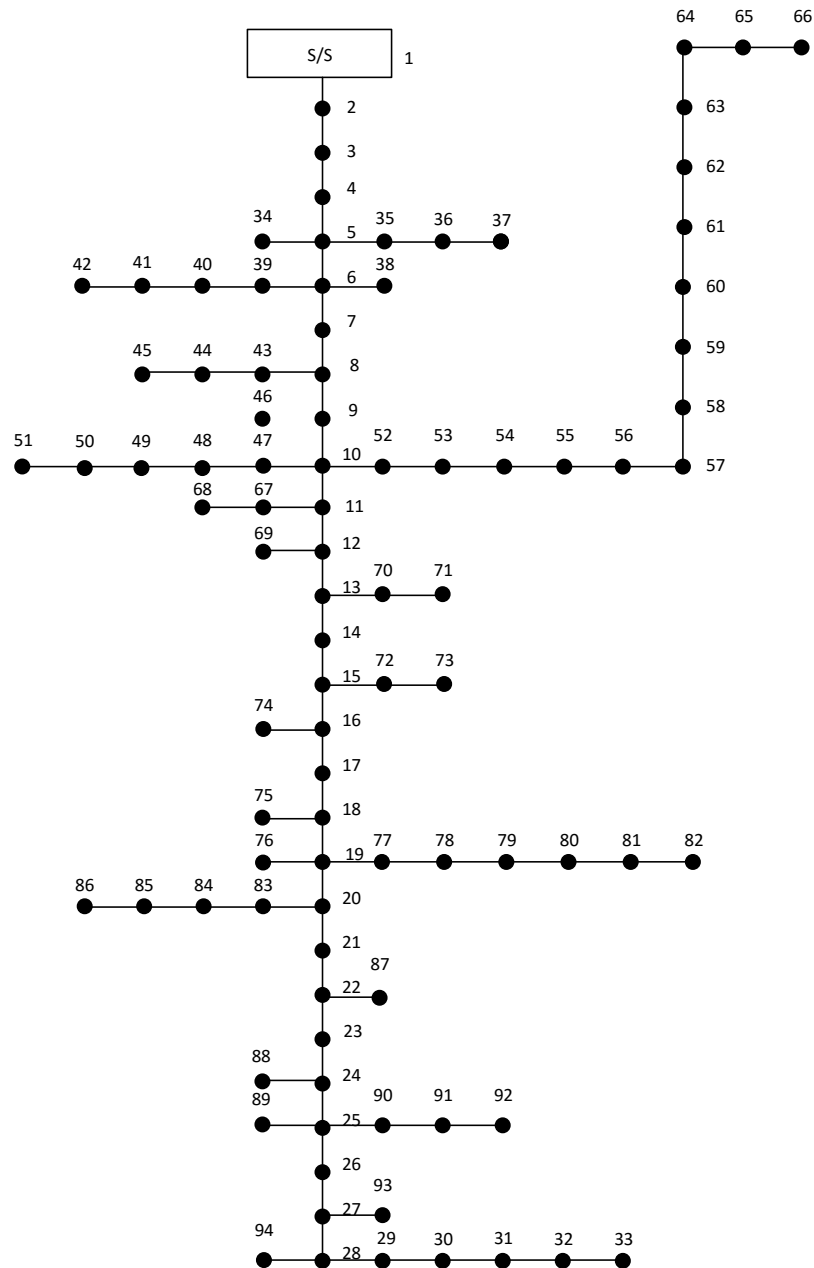


Figura 6.13 - Rede Portuguesa de 94 barramentos [1] .

Trata-se de uma rede que pertence ao sistema elétrico Português, também alimentada com apenas uma subestação, característica de todas as redes de distribuição radial, sendo designada por S/S. É uma rede bastante extensa constituída por um ramo principal com 33 barramentos que por sua vez se ramifica em 22 ramos laterais. As características desta rede são apresentadas no Anexo I

A Figura 6.14 ilustra os perfis de tensão da rede Portuguesa de 94 barramentos para as situações de Ponta, Cheio e Vazio, sem se considerar a situação de baterias instaladas. Trata-se do cálculo das tensões nos barramentos através do cálculo do trânsito de potência como descrito em 4.3.1.

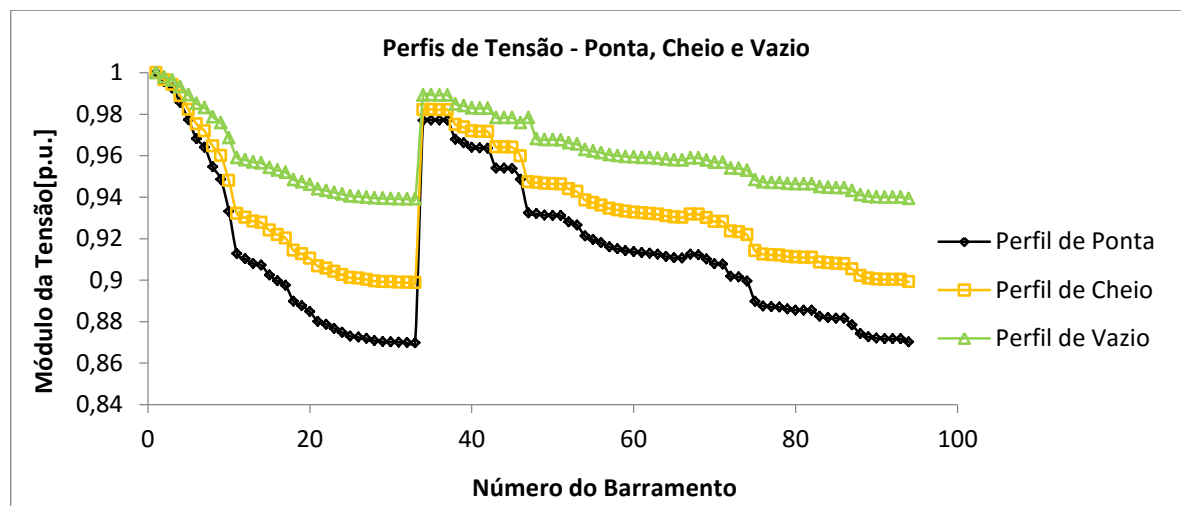


Figura 6.14 - Perfis de tensão nas situações de Ponta, Cheio e Vazio

A análise ao gráfico da Figura 6.14 é similar à análise dos perfis de tensão referentes à rede de 69 barramentos. Também neste caso se verificam tensões mais baixas nos barramentos mais afastados da geração. Pode observar-se que o nível de tensão vai baixando até ao barramento 33 onde chega a cerca de 0,86p.u., voltando a subir para valores próximos a 1 p.u., quando se consideram os barramentos número 34 a 42, que são barramentos que se encontram ramificados na zona da geração. A partir do barramento 45, os restantes elementos da rede afastam-se da geração e os níveis de tensão caem novamente até cerca de 0,86 p.u..

Tal como na rede de 69 nós, verifica-se que este comportamento ocorre nas situações de ponta, cheio e vazio, sendo na situação de ponta onde ocorrem os níveis de tensão mais baixos, enquanto que na situação de vazio, os níveis de tensão são mais altos.

Verifica-se a rede Portuguesa de 94 barramentos tem um perfil de tensões muito pobre.

Na Figura 6.15 podem ser-se as soluções não dominadas (fronteira de Pareto) para as duas funções objetivo consideradas neste trabalho, após aplicação do algoritmo NSGA-II.

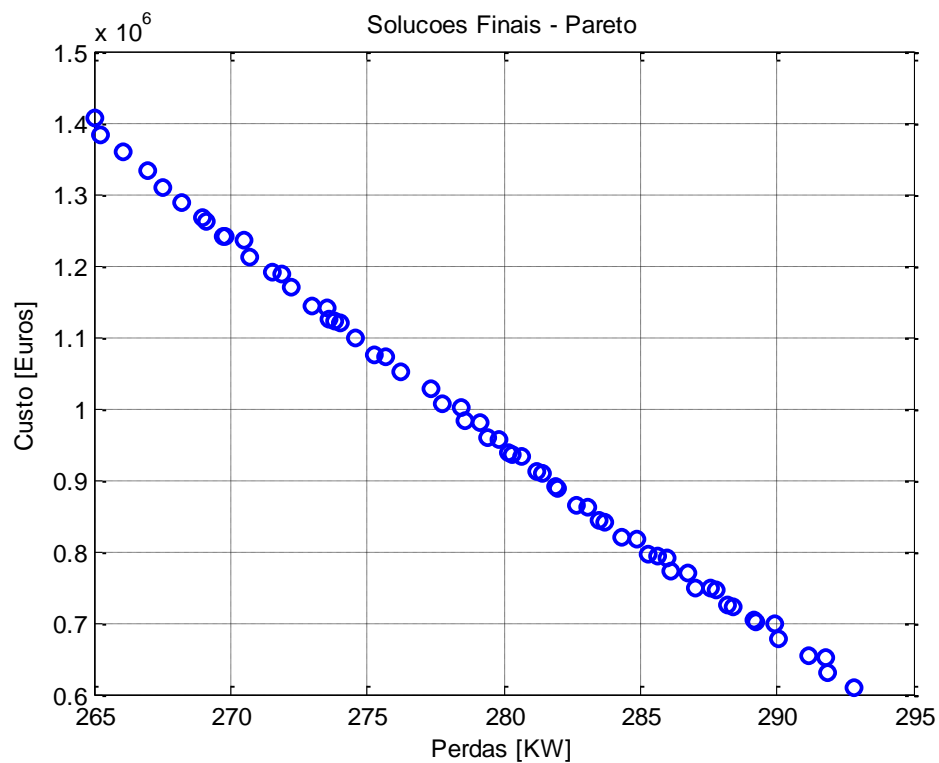


Figura 6.15 – Frente de Pareto obtida com o NSGA-II para a rede de 94 barramentos

Através da Tabela 6.10 é possível verificar quais os barramentos onde irão ser colocados os sistemas de armazenamento.

Tabela 6.10 – Caracterização das soluções não dominadas: barramentos com baterias.

Solução	Localizações - Barramentos com Baterias																								
1	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	76	78	79	80	81	82	83	85	87	88	89	91	92	93
2	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
3	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
4	14	20	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	87	88	89	90	91	92	93
5	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	87	88	89	90	91	92	93
6	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
7	14	20	26	27	28	29	30	31	32	33	62	79	80	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
8	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
9	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	77	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	93
10	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
11	7	14	21	26	27	28	30	31	32	33	61	78	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
12	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
13	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	62	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
14	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
15	17	21	23	26	27	28	30	31	32	33	70	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
16	7	14	21	26	27	28	30	31	32	33	61	79	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
17	14	20	26	27	28	29	30	31	32	33	62	79	80	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
18	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
19	14	17	20	23	26	28	29	30	31	32	33	62	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
20	14	20	26	27	28	29	30	31	32	33	62	79	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
21	17	21	23	26	27	28	30	31	32	33	70	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
22	14	20	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
23	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	74	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
24	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
25	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	80	81	82	83	85	86	87	88	89	90	91	92	93
26	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	62	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
27	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	62	80	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
28	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
29	14	20	26	27	28	29	30	31	32	33	62	79	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
30	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
31	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	74	79	80	81	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93

Solução	Localizações - Barramentos com Baterias (continuação)																								
32	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
33	14	17	20	23	26	28	29	31	32	33	62	76	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
34	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	85	86	87	88	89	90	91	92	93
35	14	17	20	23	26	28	29	30	31	32	33	62	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
36	17	23	26	27	28	29	30	31	32	33	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
37	17	21	23	27	28	29	30	31	32	33	45	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
38	14	17	20	23	26	28	29	31	32	33	62	76	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
39	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	62	80	81	82	83	84	85	87	88	89	90	91	92	93
40	14	20	26	27	28	29	30	31	32	33	62	79	80	81	82	83	85	86	87	88	89	90	91	92	93
41	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
42	14	20	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	85	86	87	88	89	90	91	92	93
43	17	23	26	27	28	29	30	31	32	33	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
44	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	74	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
45	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
46	14	17	20	23	26	28	29	31	32	33	62	76	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
47	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	74	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
48	14	17	23	26	27	28	29	30	31	32	33	62	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
49	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	74	79	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
50	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	74	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
51	17	23	26	27	28	29	30	31	32	33	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
52	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
53	14	20	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
54	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
55	14	20	26	27	28	29	30	31	32	62	71	79	80	81	82	83	84	85	87	88	89	90	91	92	93
56	14	20	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
57	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
58	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
59	14	17	20	23	26	28	29	30	31	32	33	62	80	81	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
60	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
61	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	62	80	81	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
62	14	17	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93

Quanto aos escalões de baterias, estes apresentam-se na Tabela 6.11 assim como as perdas e os custos associados a cada solução.

Tabela 6.11 – Atribuição de escalões, Perdas e Custos às soluções não dominadas.

Solução	Escalões - Barramentos com Baterias																							Perdas [kW]	Custo [€]		
1	1	3	3	2	2	3	3	2	3	1	2	3	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	2	265.06	1 406 000,00	
2	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	292.80	608 000,00		
3	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	290.05	676 500,00	
4	1	3	2	2	2	3	3	2	3	1	2	3	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	2	265.22	1 384 000,00	
5	1	1	2	3	2	3	3	2	3	1	2	3	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	2	266.06	1 359 500,00	
6	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	2	267.52	1 310 500,00	
7	1	3	3	3	1	3	3	2	3	1	1	1	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	2	266.97	1 332 500,00	
8	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	291.87	630 000,00	
9	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	2	1	291.14	654 500,00	
10	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	1	1	1	3	1	3	3	1	2	1	3	3	1	276.25	1 051 000,00
11	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	291.76	652 000,00	
12	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	284.32	818 500,00	
13	1	3	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	283.09	862 500,00	
14	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	3	1	1	3	1	288.41	723 000,00	
15	1	1	1	2	2	3	1	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	289.13	703 500,00	
16	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	289.93	698 500,00	
17	1	3	3	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	274.00	1 119 500,00
18	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	286.99	750 000,00	
19	1	1	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	286.72	769 500,00	
20	1	3	3	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	281.40	909 000,00	
21	1	1	1	2	2	3	1	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	288.22	725 500,00	
22	1	1	2	2	2	3	3	2	3	1	2	3	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	269.77	1 239 500,00
23	2	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	285.27	796 500,00	
24	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	286.09	772 000,00	
25	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	3	1	1	3	1	289.26	701 000,00
26	1	3	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	284.86	816 000,00	
27	1	3	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	275.65	1 073 000,00
28	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	283.71	840 500,00	
29	1	3	3	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	1	3	1	1	3	1	279.80	955 500,00
30	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	3	3	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	273.84	1 122 000,00
31	2	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	272.21	1 168 500,00

Solução	Escalões - Barramentos com Baterias (continuação)																								Perdas [kW]	Custo [€]	
32	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	281.96	887 000,00	
33	1	1	1	3	1	3	3	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	285.99	791 500,00	
34	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	1	1	1	1	2	1	1	1	3	1	1	3	1	281.18	911 500,00
35	1	1	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	1	2	1	3	3	1	279.15	980 000,00
36	1	3	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	275.24	1 075 500,00
37	1	1	1	1	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	287.60	747 500,00
38	1	1	1	3	1	3	3	1	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	278.46	1 002 000,00
39	1	3	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	271.85	1 188 000,00
40	1	3	3	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	3	1	1	3	1	280.63	933 500,00
41	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	3	2	269.76	1 242 000,00
42	1	1	2	2	2	3	3	2	3	1	2	3	1	1	1	1	2	1	1	1	3	1	1	3	1	280.19	938 500,00
43	1	3	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	282.66	865 000,00
44	2	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	283.50	843 000,00
45	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	1	1	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	274.56	1 097 500,00
46	1	1	1	3	1	3	3	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	287.78	745 000,00
47	2	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	1	1	1	3	1	1	3	1	281.89	889 500,00
48	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	285.63	794 000,00
49	2	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	1	2	1	3	3	1	277.76	1 007 000,00
50	2	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	3	2	268.99	1 266 500,00
51	1	3	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	3	2	268.19	1 288 500,00
52	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	273.00	1 144 000,00
53	1	3	2	2	2	3	3	2	3	1	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	279.42	960 500,00
54	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	270.73	1 212 500,00
55	1	3	3	3	1	3	3	2	3	1	1	1	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	270.51	1 234 500,00
56	1	1	2	2	2	3	3	2	3	1	2	3	1	1	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	273.59	1 124 500,00
57	1	1	2	3	2	3	3	2	3	1	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	3	1	280.30	936 000,00
58	1	1	1	3	2	3	3	2	3	1	1	3	3	3	1	3	1	3	3	3	2	1	3	3	1	271.57	1 190 500,00
59	1	1	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	273.57	1 141 500,00
60	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	1	2	1	3	3	1	278.56	982 500,00
61	1	3	1	3	1	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	1	2	1	3	3	1	277.35	1 026 500,00
62	1	1	2	3	2	3	3	2	3	1	2	3	3	3	1	3	1	3	3	3	3	1	3	3	1	269.14	1 261 500,00

Verifica-se que as soluções com menores perdas, têm custos mais elevados e vice-versa. Este comportamento é confirmado na Tabela 6.11 e também neste caso não é possível melhorar uma função objetivo sem piorar a outra.

Com base na Tabela 6.11 e na frente de Pareto da Figura 6.15 a solução para o mínimo de perdas apresenta 265,06kW de perdas e tem associado um custo de 1.406.000€. A solução solução de mínimo de custo é 292,8kW de perdas na rede um custo de 608.000€. Percentualmente, entre a solução de mínimo de perdas e a solução de mínimo de custo, existe uma variação de 10,5% no objetivo perdas e 131,3% para o objetivo custo.

Assim sendo, no caso desta rede, uma redução de apenas 26 kW, implica mais do dobro do investimento.

Tal como referido na rede de 69 barramentos, cada uma das soluções da fronteira de Pareto está associada à localização e tamanho dos sistemas de armazenamento na rede de distribuição, que conduz à minimização das funções objetivo. As 6.12 e 6.13 e 6.14, apresentam a localização, escalão do sistema de armazenamento, perdas e custos para três soluções, ou seja, as melhores do ponto de vista de cada uma das funções objetivo e uma intermédia.

Tabela 6.12 – Caracterização da solução 1 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo

	SOLUÇÃO 1																								
Localização	14	20	23	26	27	28	29	30	31	32	33	76	78	79	80	81	82	83	85	87	88	89	91	92	93
Escalão	1	3	3	2	2	3	3	2	3	1	2	3	3	3	3	2	3	2	3	3	2	3	3	3	2
Perdas	265.06kW																								
Custo	1 406 000 €																								

Tabela 6.13 – Caracterização da solução 2 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo

	SOLUÇÃO 2																								
Localização	14	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	61	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
Escalão	1	1	1	1	1	2	1	1	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1
Perdas	292.80kW																								
Custo	608 000 €																								

Tabela 6.14 – Caracterização da solução 60 – Localização, escalão das baterias, perdas e custo

	SOLUÇÃO 60																								
Localização	17	21	23	26	27	28	29	30	31	32	33	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
Escalão	1	1	1	2	2	3	3	2	3	1	1	1	1	1	1	3	1	3	3	1	2	1	3	3	1
Perdas	278.56kW																								
Custo	982 500 €																								

Nas Figuras 6.16, 6.17 e 6.18, ilustra-se a rede Portuguesa de 94 barramentos, destacando os locais de compensação para as três soluções.

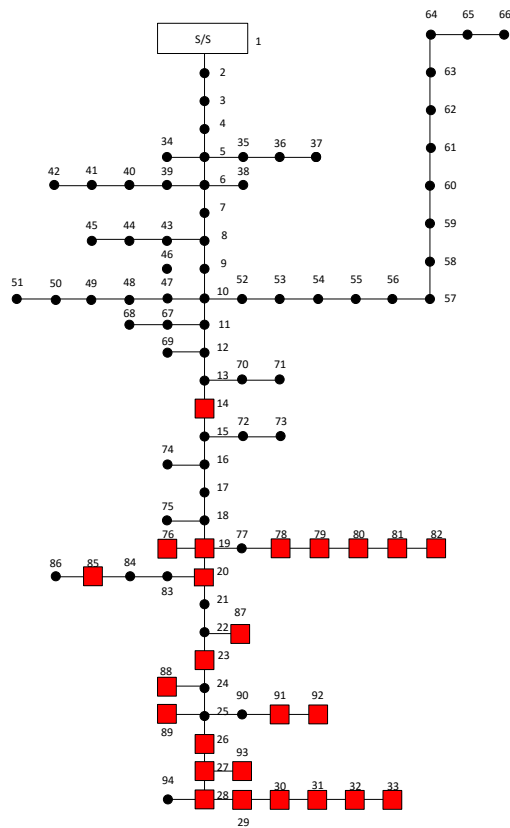


Figura 6.16 – Rede de 94 barramentos com a localização das baterias para a solução de menores perdas-Solução 1

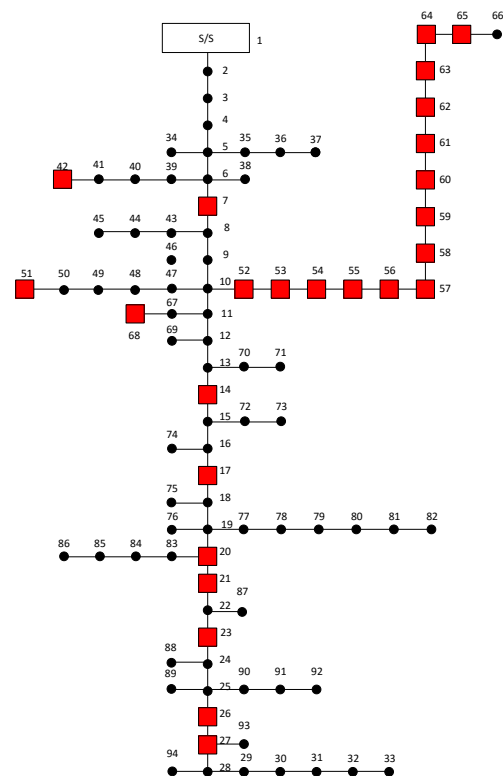


Figura 6.17 – Rede de 94 barramentos com a localização das baterias para a solução de menor Custo-Solução 2

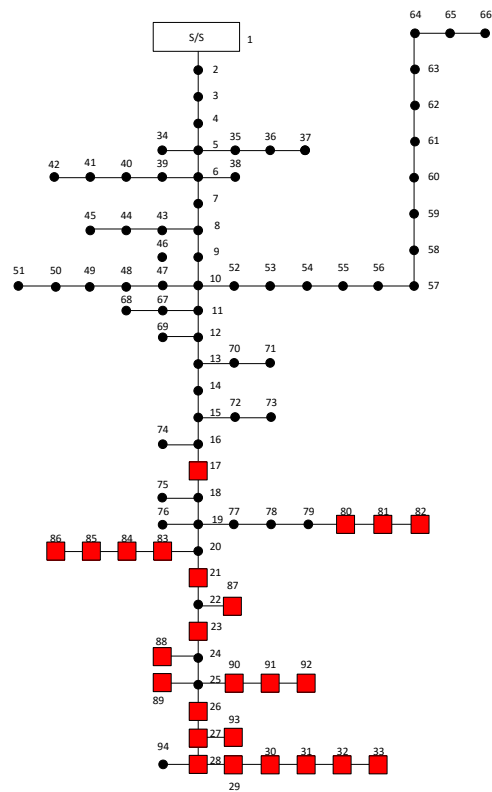


Figura 6.18 – Rede de 94 barramentos com a localização das baterias para uma solução intermédia–Solução 60

Através das soluções mínimas de cada objetivo foi, também efetuado o cálculo para determinar os respetivos perfis de tensões para a solução de mínimo de custos e para a solução de mínimo de perdas. A Figura 6.19 ilustra os perfis de tensões nos barramentos para a solução de mínimo de perdas (a vermelho), para o mínimo de custo (a verde), e sem se considerar a existência de baterias, a preto.

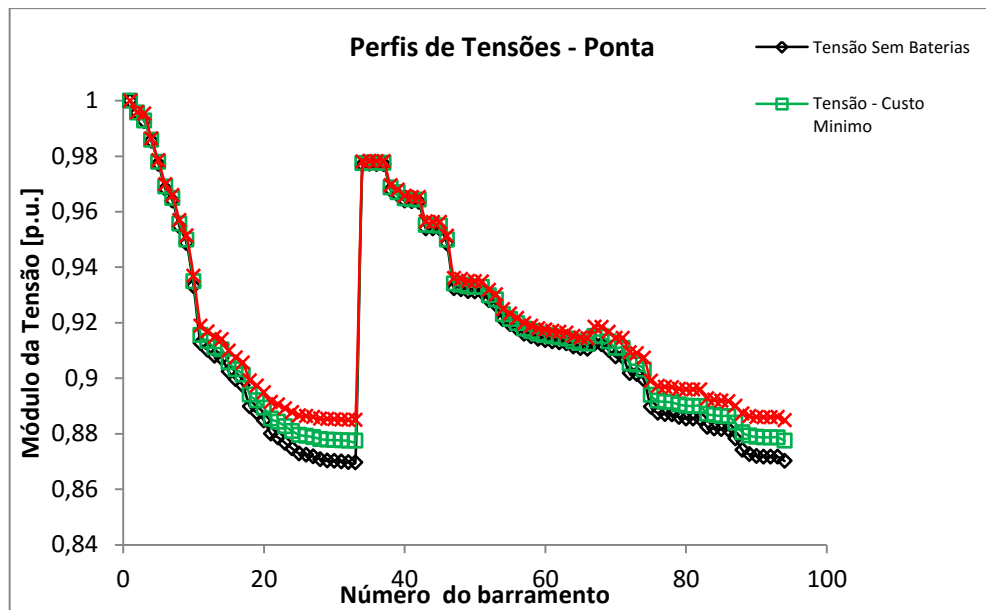


Figura 6.19 – Comparação dos perfis de tensões na situação de Ponta

Analisando o gráfico da Figura 6.19, constata-se que se trata de uma rede com perdas e quedas de tensão consideráveis. Tal facto deve-se essencialmente á grande dimensão desta rede e da distância a que os barramentos estão do alimentador.

Verifica-se que, que o caso que apresenta o melhor perfil de tensão é o perfil para a solução de menores perdas (a vermelho). Para a solução de baterias com menor custo (a verde) não será o melhor perfil de tensão, mas ainda assim é melhor do que a situação sem baterias. Também se pode observar que nos barramentos próximos da geração, a variação do nível de tensão é quase impercetível, já que a distância é menor, estando deste modo associado menores perdas.

Mostra-se a seguir uma análise do custo da energia ao longo de um mês, efetuando a comparação entre os três casos: sem baterias, pior solução com baterias e a melhor solução com baterias.

Nas tabelas 6.15 e 6.16 apresentam-se, os resultados obtidos para as soluções não dominadas tendo em consideração o custo da energia absorvida pela rede, custo da energia de perdas, perdas nas linha, potência e energia absorvida pela rede. Através destes resultados é possível verificar que a solução que apresenta a maior minimização é a número 1, enquanto que a solução número 2 está associada à menor minimização.

Tabela 6.15 - Resultados obtidos associados às soluções não dominadas

Solução	Custo Energia Absorvida Rede [€]		Custo Energia de perdas[€]		Perdas[kW]		Potencia Absorvida Rede[kW]		Energia Absorvida Rede[kWh]	
	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio
1	69 757,85	53 014,50	4 125,38	1 716,57	265,06	81,74	4 482	2 524,5	69 757,9	53 014,5
2	72 403,73	51 586,50	4 557,09	1 595,91	292,80	76,00	4 652	2 456,5	72 403,7	51 586,5
3	72 170,27	51 712,50	4 514,34	1 607,16	290,05	76,53	4 637	2 462,5	72 170,3	51 712,5
4	69 835,67	52 972,50	4 127,95	1 716,76	265,22	81,75	4 487	2 522,5	69 835,7	52 972,5
5	69 913,49	52 930,50	4 140,94	1 712,90	266,06	81,57	4 492	2 520,5	69 913,5	52 930,5
6	70 069,13	52 846,50	4 163,72	1 705,85	267,52	81,23	4 502	2 516,5	70 069,1	52 846,5
7	69 991,31	52 888,50	4 155,18	1 707,99	266,97	81,33	4 497	2 518,5	69 991,3	52 888,5
8	72 325,91	51 628,50	4 542,71	1 599,68	291,87	76,18	4 647	2 458,5	72 325,9	51 628,5
9	72 248,09	51 670,50	4 531,26	1 602,53	291,14	76,31	4 642	2 460,5	72 248,1	51 670,5
10	70 925,15	52 384,50	4 299,49	1 666,37	276,25	79,35	4 557	2 494,5	70 925,2	52 384,5
11	72 248,09	51 670,50	4 540,99	1 600,07	291,76	76,19	4 642	2 460,5	72 248,1	51 670,5
12	71 703,35	51 964,50	4 425,10	1 631,68	284,32	77,70	4 607	2 474,5	71 703,4	51 964,5
13	71 547,71	52 048,50	4 406,04	1 636,54	283,09	77,93	4 597	2 478,5	71 547,7	52 048,5
14	72 014,63	51 796,50	4 488,74	1 613,75	288,41	76,85	4 627	2 466,5	72 014,6	51 796,5
15	72 092,45	51 754,50	4 500,04	1 610,99	289,13	76,71	4 632	2 464,5	72 092,5	51 754,5
16	72 092,45	51 754,50	4 512,47	1 607,58	289,93	76,55	4 632	2 464,5	72 092,5	51 754,5
17	70 691,69	52 510,50	4 264,58	1 676,12	274,00	79,82	4 542	2 500,5	70 691,7	52 510,5
18	71 936,81	51 838,50	4 466,72	1 620,24	286,99	77,15	4 622	2 468,5	71 936,8	51 838,5
19	71 858,99	51 880,50	4 462,49	1 621,03	286,72	77,19	4 617	2 470,5	71 859,0	51 880,5
20	71 392,07	52 132,50	4 379,69	1 643,97	281,40	78,28	4 587	2 482,5	71 392,1	52 132,5
21	72 014,63	51 796,50	4 485,88	1 614,80	288,22	76,90	4 627	2 466,5	72 014,6	51 796,5
22	70 302,59	52 720,50	4 198,71	1 695,60	269,77	80,74	4 517	2 510,5	70 302,6	52 720,5
23	71 781,17	51 922,50	4 439,89	1 627,62	285,27	77,51	4 612	2 472,5	71 781,2	51 922,5
24	71 858,99	51 880,50	4 452,72	1 624,07	286,09	77,34	4 617	2 470,5	71 859,0	51 880,5
25	72 092,45	51 754,50	4 502,00	1 610,34	289,26	76,68	4 632	2 464,5	72 092,5	51 754,5
26	71 703,35	51 964,50	4 433,59	1 628,93	284,86	77,57	4 607	2 474,5	71 703,4	51 964,5
27	70 847,33	52 426,50	4 290,24	1 668,58	275,65	79,46	4 552	2 496,5	70 847,3	52 426,5
28	71 625,53	52 006,50	4 415,74	1 634,18	283,72	77,82	4 602	2 476,5	71 625,5	52 006,5
29	71 236,43	52 216,50	4 354,77	1 650,66	279,80	78,60	4 577	2 486,5	71 236,4	52 216,5
30	70 691,69	52 510,50	4 262,11	1 676,72	273,84	79,84	4 542	2 500,5	70 691,7	52 510,5
31	70 536,05	52 594,50	4 236,71	1 684,21	272,21	80,20	4 532	2 504,5	70 536,1	52 594,5

Solução	Custo Energia Absorvida Rede [€]		Custo Energia de perdas[€]		Perdas[kW]		Potencia Absorvida Rede[kW]		Energia Absorvida Rede[kWh]	
	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio	Ponta	Vazio
32	71 469,89	52 090,50	4 388,39	1 641,83	281,96	78,18	4 592	2 480,5	71 469,9	52 090,5
33	71 781,17	51 922,50	4 451,08	1 623,88	285,99	77,33	4 612	2 472,5	71 781,2	51 922,5
34	71 392,07	52 132,50	4 376,36	1 645,05	281,19	78,34	4 587	2 482,5	71 392,1	52 132,5
35	71 158,61	52 258,50	4 344,75	1 652,97	279,15	78,71	4 572	2 488,5	71 158,6	52 258,5
36	70 847,33	52 426,50	4 283,78	1 670,92	275,24	79,57	4 552	2 496,5	70 847,3	52 426,5
37	71 936,81	51 838,50	4 476,22	1 617,73	287,60	77,04	4 622	2 468,5	71 936,8	51 838,5
38	71 080,79	52 300,50	4 333,98	1 655,71	278,46	78,84	4 567	2 490,5	71 080,8	52 300,5
39	70 458,23	52 636,50	4 231,11	1 685,35	271,85	80,26	4 527	2 506,5	70 458,2	52 636,5
40	71 314,25	52 174,50	4 367,68	1 647,19	280,63	78,44	4 582	2 484,5	71 314,3	52 174,5
41	70 302,59	52 720,50	4 198,59	1 695,38	269,76	80,73	4 517	2 510,5	70 302,6	52 720,5
42	71 314,25	52 174,50	4 360,82	1 649,56	280,19	78,55	4 582	2 484,5	71 314,3	52 174,5
43	71 547,71	52 048,50	4 399,25	1 638,82	282,66	78,04	4 597	2 478,5	71 547,7	52 048,5
44	71 625,53	52 006,50	4 412,35	1 635,24	283,50	77,87	4 602	2 476,5	71 625,5	52 006,5
45	70 769,51	52 468,50	4 273,23	1 673,98	274,56	79,71	4 547	2 498,5	70 769,5	52 468,5
46	71 936,81	51 838,50	4 479,04	1 616,33	287,78	76,97	4 622	2 468,5	71 936,8	51 838,5
47	71 469,89	52 090,50	4 387,29	1 641,90	281,89	78,19	4 592	2 480,5	71 469,9	52 090,5
48	71 781,17	51 922,50	4 445,62	1 625,94	285,64	77,43	4 612	2 472,5	71 781,2	51 922,5
49	71 080,79	52 300,50	4 323,05	1 659,68	277,76	79,03	4 567	2 490,5	71 080,8	52 300,5
50	70 224,77	52 762,50	4 186,48	1 699,05	268,99	80,91	4 512	2 512,5	70 224,8	52 762,5
51	70 146,95	52 804,50	4 174,08	1 702,75	268,19	81,08	4 507	2 514,5	70 147,0	52 804,5
52	70 613,87	52 552,50	4 248,91	1 680,62	273,00	80,03	4 537	2 502,5	70 613,9	52 552,5
53	71 236,43	52 216,50	4 348,90	1 652,81	279,42	78,71	4 577	2 486,5	71 236,4	52 216,5
54	70 380,41	52 678,50	4 213,60	1 690,98	270,73	80,52	4 522	2 508,5	70 380,4	52 678,5
55	70 302,59	52 720,50	4 210,22	1 691,35	270,51	80,54	4 517	2 510,5	70 302,6	52 720,5
56	70 691,69	52 510,50	4 258,12	1 678,56	273,59	79,93	4 542	2 500,5	70 691,7	52 510,5
57	71 314,25	52 174,50	4 362,61	1 649,06	280,30	78,53	4 582	2 484,5	71 314,3	52 174,5
58	70 458,23	52 636,50	4 226,66	1 687,06	271,57	80,34	4 527	2 506,5	70 458,2	52 636,5
59	70 613,87	52 552,50	4 257,79	1 677,40	273,57	79,88	4 537	2 502,5	70 613,9	52 552,5
60	71 158,61	52 258,50	4 335,48	1 656,09	278,56	78,86	4 572	2 488,5	71 158,6	52 258,5
61	71 002,97	52 342,50	4 316,70	1 661,00	277,35	79,10	4 562	2 492,5	71 003,0	52 342,5
62	70 224,77	52 762,50	4 188,84	1 698,38	269,14	80,88	4 512	2 512,5	70 224,8	52 762,5



Pior solução Com baterias



Melhor solução Com baterias

Tabela 6.16 – Resultados obtidos sem armazenamento

Análise	Ponta	Vazio	Total
Custo Energia Absorvida Rede [€]	79 632,90	51 864,83	131 497,73
Custo Energia de perdas [€]	4 972,39	1 496,33	6 468,72
Perdas [kW]	319,48	71,25	390,73
Potencia Absorvida [kW]	5 116,48	2 469,75	7 586,23
Energia Absorvida [kWh]	613 977,62	740 926,09	1 354 903,71

A Figura 6.20 ilustra o gráfico com a informação do custo da energia para a situação de ponta e para a situação de vazio. De acordo com a Tabela 6.2 e com o gráfico da

Figura 6.20, verifica-se que os custos associados ao consumo de energia nos períodos de vazio são consideravelmente inferiores aos custos nos períodos de ponta.

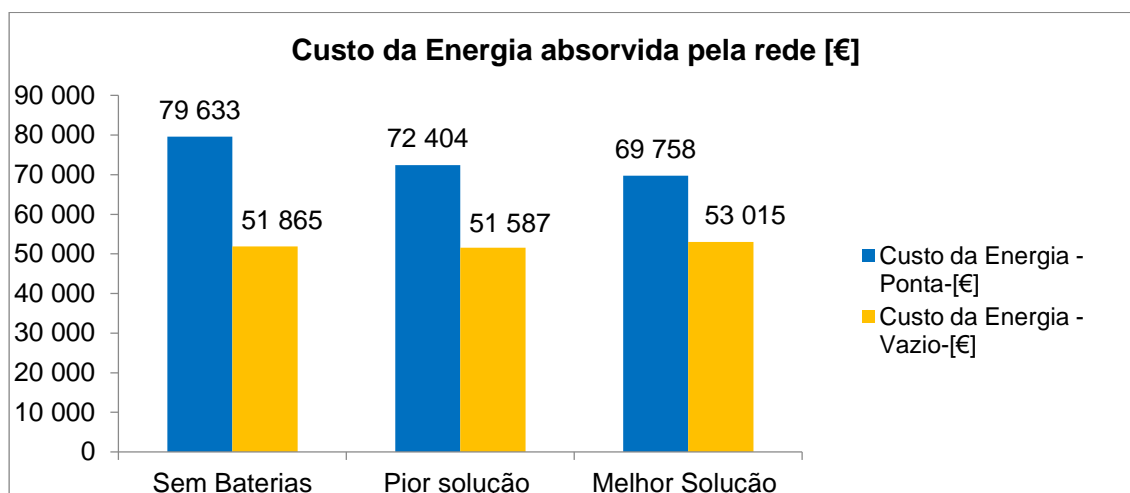


Figura 6.20 – Custo da Energia associada na situação de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos

O maior custo ocorre na situação sem baterias e o custo mais baixo na melhor solução com armazenamento. No entanto, como esta rede é muito extensa e apresenta uma grande solicitação de potência por parte das cargas, por estes motivos, os custos com a energia são bastante elevados.

Analisando a diferença entre o custo de energia sem compensação e o custo da energia com a pior solução com baterias verifica-se que se obtém uma poupança de 7.229€. No entanto, analisando a diferença entre o custo da energia sem baterias e o custo da energia com a melhor solução com baterias, verifica-se que o ganho é superior, sendo 9.875€. Percentualmente o ganho associado à pior solução compensada é de 9,1%, enquanto que este ganho para a melhor solução com baterias é de 12,4%.

Os resultados representam os custos associados a um período de 30 dias, pelo que irá existir uma poupança anual de 86.748€ relativamente à pior solução com baterias e uma poupança anual de 118.500€ relativamente à melhor solução com baterias.

O gráfico da Figura 6.21 ilustra as perdas nas linhas de transmissão da rede de 94 barramentos nas situações de ponta e de vazio.

Neste gráfico, verifica-se uma grande diferença de perdas entre os dois cenários de carga, ponta e vazio, motivada pela redução de correntes em circulação (no caso do vazio). Analisando as diferenças de perdas tendo em conta a compensação, também no caso deste gráfico é considerado o cálculo das perdas sem compensação e o cálculo das perdas para ambas as soluções com baterias (a melhor e a pior).

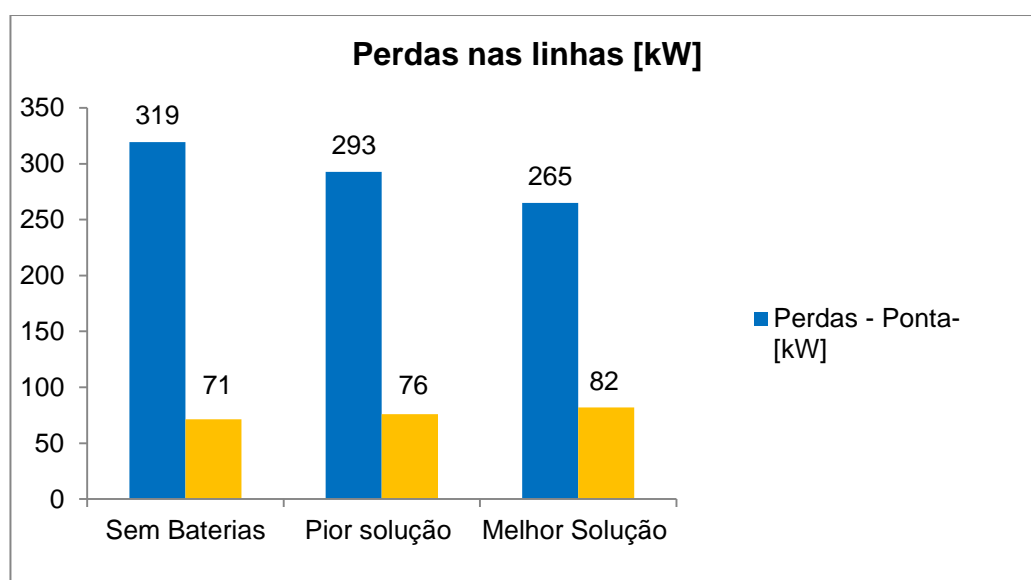


Figura 6.21 – Perdas nas linhas associadas às situações de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos

Com a instalação das baterias, compensando-se assim a ponta, obtém-se uma redução 26kW para a pior solução e uma redução de 54kW para a melhor solução. Percentualmente, a redução das perdas nas linhas é de 8,2% para a pior solução, e para a melhor solução a redução é de 16,9%.

A redução de perdas para a melhor solução é praticamente o dobro da redução para a pior solução.

Uma vez que a compensação da ponta implica a redução da potência absorvida à rede nesse período, vai haver um aumento da potência solicitada à rede no período de vazio e portanto as perdas nas linhas vão aumentar.

Deste modo, no vazio, obtém-se um aumento de 5kW para a pior solução e um aumento de 11 kW para a melhor solução. Percentualmente o aumento de perdas no vazio é de 7% para a pior solução e 15,5% para a melhor solução com baterias.

O gráfico da Figura 6.22 ilustra a Potência absorvida pela rede nas situações de ponta e de vazio sem baterias e para a melhor e pior solução de com baterias.

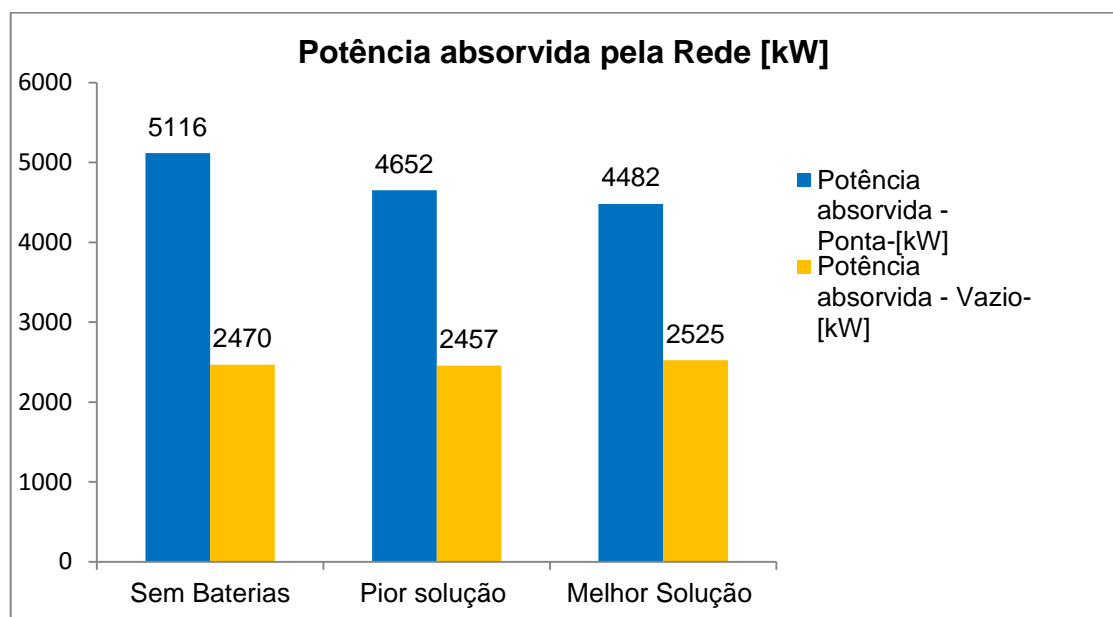


Figura 6.22 – Potência absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos

Analisando a Figura 6.22 a verifica-se a redução da potência de ponta absorvida pela rede quando se compara a situação sem baterias com qualquer uma das situações com baterias. A melhor solução com baterias é aquela em que, se verifica a maior redução de potência de ponta, quando comparada com a situação sem baterias. A diferença é cerca de 634kW e percentualmente representa uma redução de 12,4%.

No período de vazio, pelo contrário, tal como na rede de 69 barramentos, existe um aumento na potência absorvida pela rede. Na situação sem baterias, a potência absorvida é de 2470kW e na melhor solução com baterias é de 2525kW, o que representa um aumento de 55kW numa percentagem de 2,2%.

No caso desta rede, a compensação é feita apenas para a situação de ponta e assim a potência absorvida no período de horas cheias não varia. Os valores das potências de ponta e de vazio aproximam-se quando se compara a situação sem baterias com as duas soluções em estudo. Relativamente à situação de ponta, a potência absorvida diminui na pior solução com baterias e apresenta o valor mais baixo na melhor solução com baterias. Relativamente à situação de vazio acontece o inverso apenas na melhor solução com baterias, ou seja, o valor da potência absorvida diminui ligeiramente na pior solução com baterias, mas aumenta na melhor solução com baterias.

Na situação sem baterias a diferença entre as potências de ponta e vazio é cerca de 2647kW, na pior solução com baterias é cerca de 2195kW e na melhor solução com baterias é cerca de 1957kW. Como a diferença entre estas duas potências tende a ser menor e portanto, se aproximam, significa que também nesta rede, o diagrama de carga tende a tornar-se mais equilibrado ao longo do dia.

O gráfico da Figura 6.23 ilustra a energia absorvida pela rede nas situações de ponta e de vazio sem baterias e para a melhor e pior solução com baterias, para a rede de 94 barramentos.

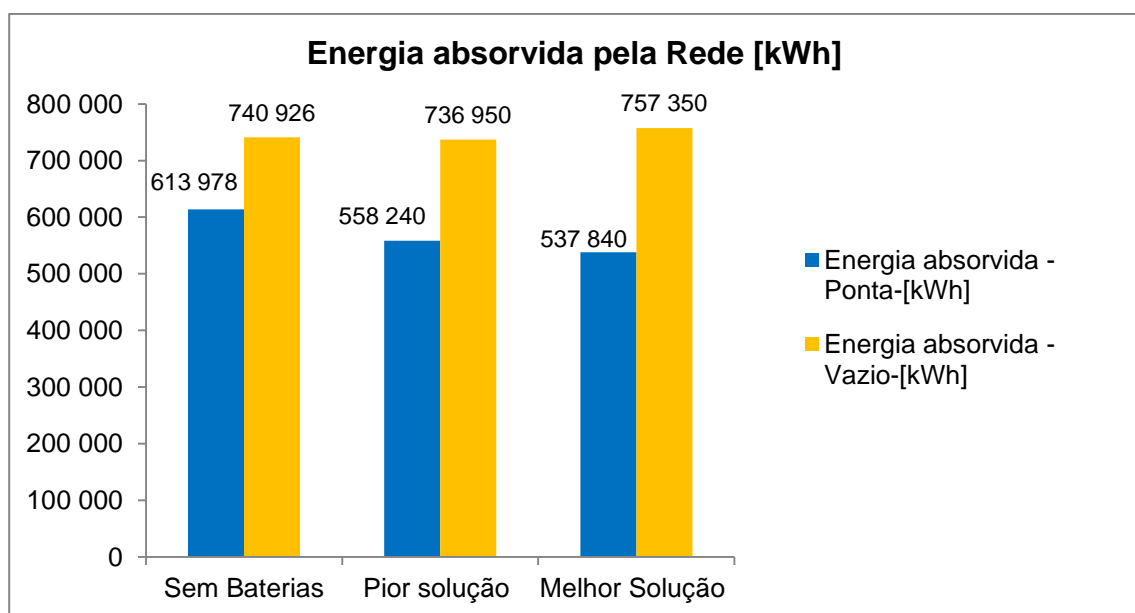


Figura 6.23 – Energia absorvida pela rede associada às situações de Ponta e Vazio – Rede 94 barramentos

Analisando o gráfico da Figura 6.23, existe uma diferença considerável entre a energia absorvida no período da ponta e a energia absorvida no período de vazio. Esta discrepância deve-se à grande diferença entre o número de horas de ponta e o número de horas de vazio.

A melhor solução com baterias é aquela em que, se verifica a maior redução na energia absorvida pela rede no período de ponta. A redução é cerca de 76.138kWh e percentualmente representa uma redução de 12,4%.

No período de vazio, pelo contrário, existe um aumento na potência absorvida pela rede. Na situação sem baterias, a energia absorvida é de 740.926kWh e na melhor solução com baterias é de 757.350kWh, o que representa um aumento 16.424kWh numa percentagem de 2,2%.

Na situação de ponta, a energia absorvida diminui na pior solução com baterias e apresenta o valor mais baixo na melhor solução. Relativamente à situação de vazio acontece o inverso apenas na melhor solução com baterias, ou seja, o valor da energia absorvida diminui ligeiramente na pior solução com baterias, mas aumenta na melhor solução com baterias.

Na situação sem baterias a diferença entre as potências de ponta e vazio é cerca de 126.948kWh, na pior solução com baterias é cerca de 178.710kWh e na melhor solução com baterias é cerca de 219.510kWh. A diferença entre estas duas potências tende a aumentar e portanto, afastam-se.

6.5. Conclusão

Neste capítulo efetuou-se a análise dos resultados obtidos a partir do estudo do planeamento das redes radiais com sistemas de armazenamento utilizando o algoritmo NSGA II. Foram apresentados os perfis de tensão em ambas as redes sem otimização, sendo possível verificar as diferenças nas situações de ponta, cheio e vazio. Devido às perdas associadas à elevada solicitação de potência, é o período da ponta que apresenta o pior perfil de tensões em ambas as redes. Verifica-se ainda que a rede Portuguesa de 94 barramentos, por ter maior dimensão, apresenta um perfil de tensões mais pobre do que a rede da I.E.E.E. de 69 barramentos.

Considerando a otimização através do algoritmo NSGA II, obteve-se a Frente de Pareto onde são apresentadas as 36 soluções não dominadas, em função das perdas e dos custos associados.

Considerando a melhor solução em custo e a melhor solução em perdas ou seja, custos e perdas mínimas, obtiveram-se os respectivos perfis de tensões e conclui-se que em qualquer das soluções otimizadas se obtém uma melhoria nos perfis de tensões em ambas as redes.

Além dos perfis de tensões, foram também efetuados os estudos do custo da energia, da potência e energia absorvida pelas redes e perdas nas linhas. Neste estudo considerou-se sempre a situação de ponta e a situação de vazio e foram comparadas três realidades diferentes: a rede sem compensação ou baterias, a melhor e a pior solução compensada, relativamente à grandeza em estudo.

Em ambas as redes é atingido o objetivo do sistema de armazenamento, por se verificar que com a implementação do mesmo, na situação de ponta, se regista uma redução nas perdas nas linhas, na potência e energia absorvidas pela rede, proporcionando uma redução no custo da energia. Pelo contrário, no período do vazio as grandezas referidas sofrem um aumento com a implementação do sistema de armazenamento, justificado pela transferência de potência da ponta para o vazio.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalho Futuro

7.1. Conclusões

Nesta dissertação foi apresentada uma metodologia de apoio ao planeamento de redes de distribuição radiais com integração de sistemas de armazenamento. O desenvolvimento deste trabalho iniciou-se com uma abordagem aos sistemas de energia elétrica, nomeadamente as radiais, e uma abordagem às fontes alternativas de produção de energia elétrica, cuja conversão em energia elétrica nem sempre é um processo simples e quando é conseguido, existe a necessidade de armazenar a mesma, uma vez que, tal como foi referido a sua produção nem sempre acompanha as necessidades do consumo.

Em seguida efetuou-se uma análise aos diversos sistemas de armazenamento de energia e a sua possível aplicação às redes de distribuição. Neste trabalho adotou-se para o armazenamento da energia baterias de ácido-chumbo.

Para o equipamento a utilizar no sistema de armazenamento, considerou-se a utilização de conversores DC/AC bidirecionais com topologia standard de um andar por ser das mais simples e mais eficientes na interligação do sistema de armazenamento à rede.

A integração de sistemas de armazenamento nas redes de distribuição permite atenuar os desequilíbrios do diagrama de carga e minimizar as perdas nas linhas. Neste contexto, desenvolveu-se um modelo multiobjectivo para um apoio à decisão quanto à localização e tamanho dos sistemas de armazenamento nas redes de distribuição. Esta formulação teve em consideração duas funções objetivo de carácter conflituoso: minimização de perdas nas linhas e custo dos equipamentos. O modelo incorpora explicitamente a natureza conflituosa dos objetivos e o carácter discreto das variáveis de decisão.

Para a resolução do problema formulado, desenvolveu-se um algoritmo para uma minimização multiobjectivo do tipo evolutivo, mais especificamente o NSGA-II. A partir deste algoritmo foi possível obter um conjunto de soluções que potencialmente são não dominadas, e que permitem ao decisor escolher uma solução que do ponto do seu ponto de vista se apresente como a de melhor compromisso entre as duas funções a minimizar.

A metodologia proposta foi aplicada a duas redes de distribuição, nomeadamente a uma rede IEEE de 69 barramentos e uma rede Portuguesa de 94 barramentos. Dos resultados obtidos do cálculo do trânsito de potência das duas redes, iniciou-se a análise dos perfis de tensões e tal como se esperava, verificaram-se maiores quedas de tensão nos barramentos que estão mais distantes da subestação. Na situação sem armazenamento, o perfil de tensão em período de ponta é o que apresenta maior queda de tensão, e na situação compensada, o perfil de tensão para a solução de perdas mínimas, apresenta melhores resultados do que o da solução de custo mínimo.

Além dos perfis de tensões, foram também efetuados os estudos do custo da energia, da potência e energia absorvida pelas redes e perdas nas linhas. Neste estudo considerou-se sempre a situação de ponta e a situação de vazio e foram comparadas três realidades diferentes: a rede sem compensação ou baterias, a melhor e a pior solução compensada, relativamente à grandeza em estudo.

Com o apoio do algoritmo NSGA II e dos resultados obtidos foi possível caracterizar ambas as redes em estudo, de modo a auxiliar a escolha dos locais indicados para instalar baterias nos 25 barramentos de ambas as redes.

7.2. Trabalhos Futuros

O trabalho que foi desenvolvido nesta dissertação não se esgota aos assuntos nela abordada. De facto, a partir deste trabalho, é possível definir um conjunto de direções, os quais se destaca:

- Utilização de novos algoritmos de otimização multiobjectivo;
- Desenvolver modelos para a otimização da integração de sistemas de armazenamento em redes de distribuição de topologia em anel;
- Estudar a integração de diferentes tecnologias de sistemas de armazenamento em redes de distribuição;
- Os sistemas de armazenamento que utilizam conversores eletrónicos de potência para interface com a rede de distribuição, também possibilitam compensar a energia reativa, pelo que, a integração deste fator nesta otimização poderá ser uma mais valia;
- Estudar a integração de sistemas de armazenamento num contexto das smart-grids.

Bibliografia

- [1] Dulce Costa, Uma abordagem evolutiva multiobjetivo para o problema de compensação de energia reativa em redes de distribuição de energia elétrica, fevereiro 2011.
- [2] José Sucena Paiva, Análise de redes e sistemas de energia elétrica, 1999.
- [3] Rui Castro – Uma introdução às Energias renováveis- Coleção ensino da ciência e da tecnologia. – Abril de 2011
- [4] European Commission Directorate-General for energy-DG Ener Working paper – The future role and challenges of energy storage.
- [5] Euroelectric-Electricity for Europe, Decentralised storage: Impact on future distribution grid, junho 2012.
- [6] Sutanto, Battery energy storage systems for sustainable energy development in Asia, The Hong Kong Polytechnic University
- [7] www.edp.pt
- [8] V. Pires, Enrique Cadaval, D. Vinnikov, I. Roasto, J.F. Martins, Power converter interfaces for electrochemical energy storagesystems – A review
- [9] www.mundoeducacao.com
- [10] Carlos Barrico, Otimização Evolucionaria Multi-Objetivo em Ambientes Incertos – 2007
- [11] kay zou, Distribution system planning with incorporation of distributed of renewable energy resources, University of Wollongong. , 2011.
- [12] J.N. Clímaco, Programação linear multiobjectivo, Imprensa da Universidade de Coimbra, 2003
- [13] Chapter 4, Multiobjective Optimisation , University of Pretoria
- [14] <http://www.cs.cmu.edu/Groups/AI/html/faqs/ai/genetic/part2/faq-doc-2.html>

- [15] Lucas Ribeiro, Algoritmo multiobjetivo, Sistema adaptativo com elitismo, 07-11-2010.
- [16] Mojtaba Behzad Fallahpour - Optimization of a LNA Using Genetic Algorithm - Electrical Engineering Department, Amirkabir University of Technology, Tehran, 2012, Iran
- [17] Kalyanmoy Deb - Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms: An Introduction - Indian Institute of Technology Kanpur – 2011
- [18] ERSE – Entidade Reguladora dos serviços Energéticos, Tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental em 2015
- [19] Makwana Nirbhaykumar Navinchandra, Load flow analysis of radial and weakly meshed distribution system – Thapar University – july 2012
- [20] Md Multa Biswas, Towards Implementation of smart grid: An Updated review on electrical energy storage systems, Department of electrical and electronic engeneering, Bangladesh University., November 2012
- [21] Alexandre Oudalov, Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Switzerland.
- [22] FF Solar Energias renováveis Lda, lista de preços de venda ao público, fevereiro 2014.

Anexo I

Dados das redes em estudo

Serão apresentados neste anexo I os dados referentes às redes de 69 e de 94 barramentos. Os dados a apresentar consistem nas impedâncias das linhas que ligam aos respectivos barramentos e os valores das potências solicitadas nos mesmos.

Tabela 1 do Anexo I – Dados dos alimentadores da Rede IEEE de 69 barramentos [1]

Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]	Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]
1	2	0,0005+0,0012j	3	36	0,0044+0,0108j
2	3	0,0005+0,0012j	36	37	0,064+0,1565j
3	4	0,0015+0,0036j	37	38	0,1053+0,123j
4	5	0,0251+0,0294j	38	39	0,0304+0,0355j
5	6	0,366+0,1864j	39	40	0,0018+0,0021j
6	7	0,381+0,1941j	40	41	0,7283+0,8509j
7	8	0,0922+0,047j	41	42	0,31+0,3623j
8	9	0,0493+0,0251j	42	43	0,041+0,0478j
9	10	0,819+0,2707j	43	44	0,0092+0,0116j
10	11	0,1872+0,0619j	44	45	0,1089+0,1373j
11	12	0,7114+0,2351j	45	46	0,0009+0,0012j
12	13	1,03+0,34j	4	47	0,0034+0,0084j
13	14	1,044+0,34j	47	48	0,0851+0,2083j
14	15	1,058+0,3496j	48	49	0,2898+0,7091j
15	16	0,1966+0,65j	49	50	0,0822+0,2011j
16	17	0,3744+0,1238j	8	51	0,0928+0,0473j
17	18	0,0047+0,0016j	51	52	0,3319+0,114j
18	19	0,3276+0,1083j	9	53	0,174+0,0886j
19	20	0,2106+0,069j	53	54	0,203+0,1034j
20	21	0,3416+0,1129j	54	55	0,2842+0,1447j
21	22	0,014+0,0046j	55	56	0,2813+0,1433j
22	23	0,1591+0,0526j	56	57	1,59+0,5337j
23	24	0,3463+0,1145j	57	58	0,7837+0,263j
24	25	0,7488+0,2475j	58	59	0,3042+0,1006j
25	26	0,389+0,1021j	59	60	0,3861+0,1172j
26	27	0,1732+0,0572j	60	61	0,5075+0,2585j
3	28	0,0044+0,0108j	61	62	0,0974+0,0496j

Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]	Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]
28	29	0,064+0,1565j	62	63	0,145+0,0738j
29	30	0,3978+0,1315j	63	64	0,7105+0,3619j
30	31	0,0702+0,0232j	64	65	1,041+0,5302j
31	32	0,351+0,116j	10	66	0,2012+0,0611j
32	33	0,839+0,2816j	66	67	0,0047+0,0014j
33	34	1,708+0,5646j	12	68	0,7394+0,2444j
34	35	1,474+0,4873j	68	69	0,0047+0,0016j

Tabela 2 do Anexo I – Potência solicitada nos barramentos da Rede IEEE de 69 barramentos [1]

Barramento	$S=P+Q*j$	Barramento	$S=P+Q*j$	Barramento	$S=P+Q*j$
1	0	24	28+20j	47	0
2	0	25	0	48	79+56,4j
3	0	26	14+10j	49	384,7+274,5j
4	0	27	14+10j	50	384,7+274,5j
5	0	28	26+18,6j	51	40,5+28,3j
6	2,6+2,2j	29	26+18,6j	52	3,6+2,7j
7	40,4+30j	30	0	53	4,35+3,5j
8	75+54j	31	0	54	26,4+19j
9	30+22j	32	0	55	24+17,2j
10	28+19j	33	14+10j	56	0
11	145+104j	34	19,5+14j	57	0
12	145+104j	35	6+4j	58	0
13	8+5j	36	26+18,55j	59	100+72j
14	8+5j	37	26+18,55j	60	0
15	0	38	0	61	1244+888j
16	45+30j	39	24+17j	62	32+23j
17	60+35j	40	24+17j	63	0
18	60+35j	41	1,2+j	64	227+162j
19	0	42	0	65	59+42j
20	1+0,6j	43	6+4,3j	66	18+13j
21	114+81j	44	0	67	28+13j
22	5+3,5j	45	39,22+26,3j	68	28+20j
23	0	46	39,22+26,3j	69	28+20j

Características da rede IEEE de 69 barramentos:

- $V_{S/S} = V_1 = 1 \text{ p.u.};$
- $V_{\text{base}} = 12,66 \text{ kV};$
- $S_{\text{base}} = 10 \text{ kVA}$
- Número máximo de barramentos a instalar baterias - 25

Tabela 3 do Anexo I – Dados dos alimentadores da Rede Portuguesa 94 barramentos[1]

Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]	Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]
1	2	0,112+0,1873j	48	49	0,7688+0,4294j
2	3	0,0763+0,1274j	49	50	0,2599+0,1451j
3	4	0,1891+0,3161j	50	51	0,8654+0,4833j
4	5	0,2243+0,3749j	10	52	0,5248+0,5179j
5	6	0,2571+0,4297j	52	53	0,1737+0,1714j
6	7	0,134+0,2239j	53	54	0,6148+0,6068j
7	8	0,2986+0,4991j	54	55	0,198+0,1954j
8	9	0,1953+0,3265j	55	56	0,198+0,1954j
9	10	0,5097+0,8519j	56	57	0,285+0,2813j
10	11	1,5303+1,5101j	57	58	0,1429+0,141j
11	12	0,1889+0,1864j	58	59	0,3409+0,1904j
12	13	0,1816+0,1793j	59	60	0,3679+0,2055j
13	14	0,0661+0,0653j	60	61	0,3591+0,2006j
14	15	0,4115+0,4061j	61	62	0,3503+0,1957j
15	16	0,2584+0,255j	62	63	0,4219+0,2356j
16	17	0,2033+0,2006j	63	64	1,538+0,5517j
17	18	0,7243+0,7148j	64	65	0,9788+0,3511j
18	19	0,2162+0,2134j	65	66	1,4911+0,5349j
19	20	0,35+0,3454j	11	67	0,969+0,2552j
20	21	1,4775+0,3891j	67	68	0,6705+0,1766j
21	22	0,45+0,1185j	12	69	0,4354+0,2432j
22	23	0,771+0,203j	13	70	0,4631+0,2586j
23	24	0,885+0,2331j	70	71	0,2707+0,1512j
24	25	0,9915+0,2611j	15	72	0,6683+0,3732j
25	26	0,384+0,1011j	72	73	0,8525+0,4762j
26	27	0,7245+0,1908j	16	74	0,3314+0,1851j
27	28	1,185+0,3121j	18	75	0,405+0,2262j
28	29	1,2353+0,6899j	19	76	0,4376+0,2439j
29	30	0,3557+0,1987j	19	77	0,3416+0,1908j
30	31	0,9494+0,3406j	77	78	0,2113+0,118j
31	32	0,6899+0,3853j	78	79	1,1249+0,4035j

Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]	Barramento de Partida	Barramento de Chegada	Impedância linha $Z=R+jX$ [Ω]
32	33	1,5707+0,8773j	79	80	1,1738+0,6556j
5	34	1,2655+0,454j	80	81	0,619+0,3457j
5	35	0,1688+0,0943j	81	82	0,5684+0,3174j
35	36	0,2741+0,1531j	20	83	0,8393+0,3011j
36	37	0,2552+0,1425j	83	84	0,2133+0,1191j
6	38	0,4165+0,2326j	84	85	0,3645+0,2036j
6	39	1,4835+0,3907j	85	86	0,3206+0,1791j
39	40	1,8+0,474j	22	87	0,7675+0,4286j
40	41	0,5177+0,2892j	24	88	1,5914+0,5709j
41	42	0,7148+0,3992j	25	89	0,702+0,3921j
8	43	1,0575+0,2785j	25	90	2,0743+0,7441j
43	44	0,5198+0,2903j	90	91	0,678+0,2432j
44	45	0,3341+0,1866j	91	92	0,5738+0,3205j
9	46	0,349+0,1949j	27	93	0,5913+0,3303j
10	47	0,5771+0,3223j	28	94	1,1865+0,3124j
47	48	0,3598+0,2009j			

Características da rede Portuguesa de 94 barramentos:

- $V_{S/S} = V_1 = 1 \text{ p.u.}$;
- $V_{\text{base}} = 15,75 \text{ kV}$
- Número máximo de barramentos a instalar baterias - 25

Tabela 4 do Anexo I – Potência solicitada nos barramentos da Rede Portuguesa de 94 barramentos[1]

Barramento	P[kW]	Q[kVAr]	$S=P+Q^*$	Barramento	P[kW]	Q[kVAr]	$S=P+Q^*$
1	0	0	0	48	36,9	17,9	36,9+17,9j
2	22,5	10,9	22,5+10,9j	49	63,9	31	63,9+31j
3	240,3	116,6	240,3+116,6j	50	68,4	33,1	68,4+33,1j
4	24,3	11,8	24,3+11,8j	51	27,9	13,5	27,9+13,5j
5	0	0	0	52	81	39,2	81+39,2j
6	0	0	0	53	69,3	33,6	69,3+33,6j
7	28,8	14	28,8+14j	54	62,1	30,1	62,1+30,1j
8	0	0	0	55	35,1	17	35,1+17j
9	0	0	0	56	205,2	99,4	205,2+99,4j
10	0	0	0	57	31,5	15,3	31,5+15,3j
11	0	0	0	58	521,1	252,4	521,1+252,4j
12	0	0	0	59	212,4	102,9	212,4+102,9j
13	0	0	0	60	39,6	19,2	39,6+19,2j

Barramento	P[kW]	Q[kVAr]	S=P+Q*j	Barramento	P[kW]	Q[kVAr]	S=P+Q*j
14	57,6	27,9	57,6+27,9j	61	45	21,8	45+21,8j
15	0	0	0	62	17,1	8,3	17,1+8,3j
16	0	0	0	63	21,6	10,5	21,6+10,5j
17	18,9	9,2	18,9+9,2j	64	35,1	17	35,1+17j
18	0	0	0	65	70,2	34	70,2+34j
19	0	0	0	66	34,2	16,6	34,2+16,6j
20	55,8	27	55,8+27j	67	22,5	10,9	22,5+10,9j
21	40,5	19,6	40,5+19,6j	68	45,9	22,2	45,9+22,2j
22	0	0	0	69	33,3	16,1	33,3+16,1j
23	54	26,2	54+26,2j	70	36,9	17,9	36,9+17,9j
24	0	0	0	71	45	21,8	45+21,8j
25	0	0	0	72	75,6	36,6	75,6+36,6j
26	46,8	22,7	46,8+22,7j	73	67,5	32,7	67,5+32,7j
27	0	0	0	74	27,9	13,5	27,9+13,5j
28	0	0	0	75	38,7	18,7	38,7+18,7j
29	13,5	6,5	13,5+6,5j	76	53,1	25,7	53,1+25,7j
30	3,6	1,7	3,6+1,7j	77	65,7	31,8	65,7+31,8j
31	18	8,7	18+8,7j	78	63	30,5	63+30,5j
32	21,6	10,5	21,6+10,5j	79	67,5	32,7	67,5+32,7j
33	9	4,4	9+4,4j	80	45	21,8	45+21,8j
34	64,8	31,4	64,8+31,4j	81	9	4,4	9+4,4j
35	65,7	31,8	65,7+31,8j	82	16,2	7,8	16,2+7,8j
36	59,4	28,8	59,4+28,8j	83	67,5	32,7	67,5+32,7j
37	13,5	6,5	13,5+6,5j	84	296,1	143,4	296,1+143,4j
38	161,1	78	161,1+78j	85	72	34,9	72+34,9j
39	26,1	12,6	26,1+12,6j	86	76,5	37,1	76,5+37,1j
40	134,1	65	134,1+65j	87	90,9	44	90,9+44j
41	85,5	41,4	85,5+41,4j	88	72	34,9	72+34,9j
42	41,4	20,1	41,4+20,1j	89	63	30,5	63+30,5j
43	41,4	20,1	41,4+20,1j	90	21,6	10,5	21,6+10,5j
44	41,4	20,1	41,4+20,1j	91	36,9	17,9	36,9+17,9j
45	21,6	10,5	21,6+10,5j	92	20,7	10	20,7+10j
46	25,2	12,2	25,2+12,2j	93	17,1	8,3	17,1+8,3j
47	45,9	22,2	45,9+22,2j	94	90	43,6	90+43,6j